Bureau
d'audiences
publiques sur
l'environnement

Rapport 273

Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec

Rapport d'enquête et d'audience publique

Février 2011

Québec

La mission

Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement a pour mission d'éclairer la prise de décision gouvernementale dans une perspective de développement durable, lequel englobe les aspects biophysique, social et économique. Pour réaliser sa mission, il informe, enquête et consulte la population sur des projets ou des questions relatives à la qualité de l'environnement et fait rapport de ses constatations et de son analyse au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.

La déontologie et l'éthique

Les commissaires sont soumis aux règles du Code de déontologie des membres du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. Ils adhèrent aux valeurs de respect, d'impartialité, d'équité et de vigilance énoncées dans la Déclaration de valeurs éthiques du Bureau, lesquelles complètent celles de l'administration publique québécoise.

La documentation relative aux travaux de la commission est disponible au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

Édifice Lomer-Gouin
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6
communication@bape.gouv.qc.ca
www.bape.gouv.qc.ca

Téléphone : 418 643-7447
(sans frais) : 1 800 463-4732

Mots clés : BAPE, schiste, shale, Utica, gaz naturel, exploration, exploitation, fracturation hydraulique, basses-terres du Saint-Laurent

Dépôt légal – Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2011
ISBN 978-2-550-61068-7 (version imprimée)
ISBN 978-2-550-61069-4 (PDF)

Bureau
d'audiences publiques
sur l'environnement
Québec

Québec, le 28 février 2011

Monsieur Pierre Arcand
Ministre du Développement durable,
de l'Environnement et des Parcs
Édifice Marie-Guyart, 30e étage
675, boulevard René-Lévesque Est
Québec (Québec) G1R 5V7

Monsieur le Ministre,

Il m'est agréable de vous transmettre le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement relativement au développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. Le mandat d'enquête et d'audience publique, qui a débuté le 7 septembre 2010, était sous la présidence de Pierre Fortin, avec la participation des commissaires Michel Germain, Jacques Locat et Nicole Trudeau.

L'analyse et les constatations de la commission d'enquête reposent sur les faits recueillis à partir du témoignage de citoyens, de groupes et de municipalités, de documents scientifiques et gouvernementaux, d'avis d'experts ainsi que sur l'expérience des personnes responsables d'appliquer la réglementation au Québec, en Alberta, en Colombie-Britannique ainsi que dans certains États américains.

Certaines législations en vigueur au Canada et aux États-Unis ont été examinées. La commission d'enquête a également observé, lors de missions, l'application sur le terrain des cadres réglementaires dans les États du Texas, de la Pennsylvanie et de New York.

La commission a examiné les avenues pour l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans une perspective de développement durable. À cet égard, elle soumet à l'attention des instances décisionnelles divers avis et orientations.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le président,

Pierre Renaud

Édifice Lomer-Gouin
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6
Téléphone : 418 643-7447
(sans frais) : 1 800 463-4732
Télécopieur : 418 643-9474
communication@bape.gouv.qc.ca
www.bape.gouv.qc.ca

Bureau
d'audiences publiques
sur l'environnement
Québec

Québec, le 28 février 2011

Monsieur Pierre Renaud
Président
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
Édifice Lomer-Gouin
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6

Monsieur le Président,

J'ai le plaisir de vous remettre le rapport d'enquête et d'audience publique de la commission d'enquête chargée d'examiner le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec.

Je tiens à exprimer mon appréciation aux personnes et aux groupes ainsi qu'aux experts qui se sont intéressés aux travaux de la commission en posant des questions ou en déposant un mémoire. Je remercie également les personnes-ressources pour leur collaboration à ce processus public.

En terminant, je fais part de ma reconnaissance à mes collègues Michel Germain, Jacques Locat et Nicole Trudeau ainsi qu'aux membres de l'équipe qui nous ont accompagnés tout au long de nos travaux.

Veuillez recevoir, Monsieur le Président, mes salutations les plus distinguées.

Le président de la commission
d'enquête,

Pierre Fortin

Édifice Lomer-Gouin
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6
Téléphone : 418 643-7447
(sans frais) : 1 800 463-4732
Télécopieur : 418 643-9474
communication@bape.gouv.qc.ca
www.bape.gouv.qc.ca

Table des matières

Introduction 1

PARTIE 1 L'état de situation 3

Chapitre 1 La démarche de la commission 5

Le cadre d'analyse 5

L'organisation des travaux 6

Les missions et les visites sur le terrain 7

Le développement durable 9

Chapitre 2 Le milieu d'insertion 11

Le milieu physique et l'occupation du territoire 11

L'hydrographie et les ressources en eau 12

La géologie régionale et le gaz de shale 17

Chapitre 3 L'industrie du gaz de shale 29

Le développement de l'industrie 29

Le contexte nord-américain 29

Les recherches pétrolières et gazières au Québec 35

Le marché au Québec 36

Chapitre 4 Les activités 39

Les droits sur le gaz naturel 39

L'exploration 39

L'exploitation 48

La fermeture et l'abandon 49

Chapitre 5 Les préoccupations et les opinions des participants 51

Les perceptions générales 51

Le rythme anticipé d'exploitation 53

Le milieu biophysique 57
La qualité de l'eau potable 57
Les ressources hydriques 58
La gestion des matières résiduelles et des eaux usées 62
La qualité de l'air 63
Les émissions de gaz à effet de serre 64
Les risques technologiques et sismiques 67
Les milieux sensibles 70

Le milieu humain 71
Les nuisances 71
Le paysage 72
Le bon voisinage 73
Le territoire agricole 74
Les zones habitées 75

L'économie 76
La sécurité énergétique au Québec 76
Les redevances 77
Les revenus fiscaux et de taxation 79
L'emploi et la formation de la main-d'œuvre 81
Les coûts sociaux et environnementaux 83
La nationalisation 84

L'encadrement 85
Le régime légal 85
L'implication des citoyens et des municipalités 86
Les contrôles et la surveillance environnementale 88

PARTIE 2 L'analyse 91

Chapitre 6 Le rythme anticipé d'exploitation 93

Chapitre 7 L'usage et la protection de l'eau 97

Les besoins en eau 97
La récupération et la réutilisation de l'eau 98
Le stockage de l'eau 99

La disponibilité de l'eau 100
Les eaux de surface 101
Les eaux souterraines 103

Les prélèvements d'eau 113
L'encadrement 113
L'approvisionnement auprès d'une municipalité 116

Les sources de contamination 117
Les forages 118
La fracturation hydraulique 121
Les résidus de forage et les contaminants naturels *in situ* 130
Les puits abandonnés ou orphelins 131

La gestion des eaux usées 132
Les bassins de rétention 133
L'encadrement des rejets 134
L'épuration à des stations municipales 135
Le traitement commercial ou industriel et l'injection 139

Les techniques de remplacement de l'eau et des additifs 140

Chapitre 8 La qualité de l'air 141

Le gaz naturel qui s'échappe 141

La qualité de l'air et les activités gazières 145

Les gaz à effet de serre 151

Chapitre 9 Les risques naturels et technologiques 155

Les risques naturels 156
Les séismes 157
Les glissements de terrain 159

Les risques technologiques 160

Chapitre 10 Le milieu humain 165

L'aménagement du territoire et la cohabitation des usages 165
Les outils d'aménagement et la gouvernance 166
La planification du développement 168
La compatibilité des usages 170

Les nuisances....178
Le bruit....178
La luminosité....181
Le camionnage....183
Les distances séparatrices....186
La gestion des plaintes....187
Le droit d'accès....189
L'assurance habitation et l'assurance responsabilité civile....190
Chapitre 11 L'économie....193
L'exploitation du gaz naturel au Québec....193
Les obstacles....194
Les avantages concurrentiels....195
Les projections économiques....196
Les revenus tirés de la ressource....199
L'état de la situation au Québec et ailleurs....200
La réforme du régime québécois....204
La fiscalité....207
La fiscalité québécoise....207
Les taxes municipales....209
Le Fonds des générations....210
La création d'emplois....211
Les projections d'emplois....212
Le besoin en personnel spécialisé et en entreprises....212
La restauration des sites....214
L'utilisateur payeur....216
La valeur des résidences situées à proximité de sites gaziers....218
PARTIE 3 Les orientations....219
Chapitre 12 L'évaluation environnementale stratégique....223
Chapitre 13 La cohabitation harmonieuse....227
L'acceptabilité sociale....227
L'engagement social de l'industrie....229

L'information et la participation 231
Un comité de concertation 233
Une consultation préalable 235
La participation des municipalités 236
Chapitre 14 L'encadrement 239
Les autorisations 239
Le modèle d'organisation et son financement 241
Conclusion 245
Annexe 1 Les renseignements relatifs au mandat 247
Annexe 2 Les participants à la consultation publique 251
Annexe 3 L'encadrement législatif au Québec et à l'étranger 267
Annexe 4 Les personnes-ressources invitées 271
Annexe 5 Le programme des ateliers sur le développement durable 277
Annexe 6 Les programmes des missions et des visites sur le terrain 281
Annexe 7 Les seize principes du développement durable et leur définition 289
Annexe 8 La documentation 293
Annexe 9 Terminologie du risque 311
Bibliographie 315

Liste des figures et des tableaux

Figure 1 Secteur à l'étude 13

Figure 2 Zones de gestion intégrée de l'eau par bassin versant 15

Figure 3 Schéma morphostratigraphique du secteur à l'étude 19

Figure 4 Coupe géologique simplifiée 21

Figure 5 Carte géologique simplifiée et localisation des puits gazier et pétrolier 25

Figure 6 Variation de l'épaisseur du shale d'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent 27

Figure 7 Exemple de forage et de fracturation 31

Figure 8 Localisation des shales gazéifères en Amérique du Nord 33

Figure 9 Nombre de permis émis pour différents shales gazéifères 33

Figure 10 État actuel de l'industrie pétrolière et gazière dans quelques bassins d'Amérique du Nord 37

Figure 11 Permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain - basses-terres du Saint-Laurent 41

Figure 12 Les différents coffrages d'un puits pour l'extraction du gaz 45

Figure 13 Couverture de la cartographie hydrogéologique 107

Figure 14 Fondements de la gestion de la sécurité 163

Figures 15.1, 15.2, 15.3 et 15.4 Montage photographique 175

Tableau 1 Superficie et réserves en gaz naturel pour différents shales 30

Tableau 2 La comparaison des émissions de dioxyde de carbone 153

Tableau 3 La synthèse des retombées économiques 198

Tableau 4 Potentiel de redevances pour le Québec selon le régime actuel 203

Introduction

Le 31 août 2010, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, monsieur Pierre Arcand, confiait au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) le mandat de créer une commission d'enquête sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec et de tenir des consultations dans les régions administratives du Centre-du-Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie[1]. Par ce mandat, confié en vertu de l'article 6.3 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, la commission doit :

- proposer un cadre de développement de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste de manière à favoriser une cohabitation harmonieuse de ces activités avec les populations concernées, l'environnement et les autres secteurs d'activité présents sur le territoire ;
- proposer des orientations pour un encadrement légal et réglementaire qui assure, pour les volets d'exploration, d'exploitation et d'infrastructures de collecte de gaz naturel, le développement sécuritaire de cette industrie dans le respect du développement durable ;
- s'adjoindre des experts scientifiques qui évalueront tout enjeu lié au présent mandat.

Le 2 septembre 2010, le président du BAPE, M. Pierre Renaud, formait une commission d'enquête dont le mandat a débuté le 7 septembre 2010 pour une durée de cinq mois. Le 21 décembre 2010, à la demande du président du BAPE, le ministre prolongeait la durée du mandat jusqu'au 28 février 2011, alors que le dépôt du rapport était prévu initialement pour le 4 février.

L'audience publique a été conduite en deux parties. La première s'est déroulée à Saint-Hyacinthe et, simultanément, par visioconférence à Bécancour et à Saint-Édouard-de-Lotbinière du 4 au 7 octobre ainsi que les 12 et 13 octobre pour recueillir l'information. La deuxième partie a permis aux participants d'exprimer leurs opinions au cours de treize séances qui se sont tenues du 15 au 18 novembre à Longueuil, le 23 novembre à Bécancour et le 24 novembre à Saint-Flavien (annexe 1). La commission a reçu 199 mémoires, dont 123 ont été présentés lors des séances publiques, de même que 8 prestations orales (annexe 2).

1. (2010) 39B G.O.II, 3849B.

Les termes « schiste » et « shale »

Les termes « schiste » et « shale » ont été utilisés pour désigner la même unité géologique renfermant le gaz susceptible d'être exploité dans les basses-terres du Saint-Laurent. Il convient donc de préciser la terminologie qui sera utilisée dans le présent rapport.

La formation géologique contenant le gaz naturel est nommée « shale d'Utica ». Cette unité géologique a été définie en 1842 dans le nord de l'État de New York, tout près du village d'Utica, par un géologue étasunien du nom de Damons. Elle est constituée d'une roche sédimentaire argileuse consolidée ayant la particularité de se déliter en feuillets. Cette particularité morphologique est notamment à l'origine de l'appellation «schiste» qui lui a été communément attribuée sans se référer à sa composition minéralogique (PR3, p. 3 ; M. Denis Lavoie, DT1, p. 20).

En France, le mot « schiste », au sens large, désigne aussi bien cette argile feuilletée (schiste argileux) que toute autre roche métamorphique (schiste) obtenue en raison d'une augmentation très élevée de la pression et de la température, et donc ne contenant pas de gaz naturel. Dans la langue anglaise, le « schiste » désigne la roche métamorphique alors que la roche sédimentaire est nommée « shale ». Le dictionnaire de géologie français reconnaît les deux termes et suggère de ne pas utiliser le terme schiste dans son sens large[1].

Par conséquent, bien que les deux termes puissent être employés, la commission utilisera le terme « shale » tout au long du rapport, et ce, notamment en conformité avec les préférences de la communauté scientifique du Canada (PR3, p. 3).

La structure du rapport

Le présent rapport est subdivisé en trois parties. La première partie présente la démarche de la commission, décrit de façon factuelle le milieu d'insertion, l'industrie du gaz de shale, les étapes de développement ainsi que les préoccupations et les opinions des participants. La deuxième partie porte sur l'analyse des enjeux. Elle aborde l'usage et la protection de l'eau, la qualité de l'air, les risques associés à cette activité industrielle, le milieu humain et l'économie. Finalement, la troisième partie propose des orientations pour un développement sécuritaire de l'industrie dans le respect du développement durable et pour une cohabitation harmonieuse des activités de l'industrie avec les populations concernées, l'environnement et les autres secteurs d'activité présents sur le territoire.

---

1. Alain Foucault et Jean-François Raoult, *Dictionnaire de géologie*, 6e édition, Édition Dunod, 2005, 382 p.

PARTIE 1

L'état de situation

Chapitre 1 La démarche de la commission

La lettre mandat du ministre précise que le gouvernement a la volonté de mettre en valeur, dans le respect du développement durable, de l'environnement et des communautés concernées, les hydrocarbures présents sur son territoire et qu'il s'est engagé à légiférer pour bonifier l'encadrement du développement de l'industrie gazière et pétrolière au Québec.

La commission d'enquête a le mandat de proposer un cadre de développement pour favoriser une cohabitation harmonieuse et de proposer des orientations pour un encadrement légal assurant un développement sécuritaire de l'industrie du gaz de shale. Puisqu'elle n'est pas décisionnelle, l'analyse de l'information amène la commission à formuler des constats et des avis afin d'éclairer les recommandations que le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs fera au Conseil des ministres. Un constat porte sur une observation alors qu'un avis traduit l'opinion de la commission.

Le cadre d'analyse

Les deux premiers alinéas de l'article 6.3 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c. Q-2) prévoient que :

> 6.3 Le Bureau a pour fonctions d'enquêter sur toute question relative à la qualité de l'environnement que lui soumet le ministre et de faire rapport à ce dernier de ses constatations ainsi que de l'analyse qu'il en a faite. Il doit tenir des audiences publiques dans le cas où le ministre le requiert.

Cette disposition permet au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs de déterminer l'étendue d'un mandat d'enquête qu'il confie au BAPE et d'en fixer la durée sur un sujet de son choix lié à la qualité de l'environnement. Le mandat sur le développement durable de l'industrie du gaz de shale au Québec a été donné dans ce cadre, tout comme les mandats génériques confiés au BAPE par le ministre dans les secteurs des déchets dangereux, de la forêt, des matières résiduelles, de l'eau, de la production porcine et des levés sismiques pour lesquels les enjeux ont été définis par les commissions sans qu'une étude d'impact ait été réalisée au préalable. Le délai pour réaliser ces mandats a varié selon divers facteurs, dont celui de tenir des consultations au niveau provincial ou de les circonscrire à certaines régions comme dans le présent dossier.

Par ailleurs, le mandat est différent d'un mandat donné en vertu de l'article 31.3 de la Loi alors que le ministre est tenu de suivre la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement d'un projet, selon laquelle la réalisation d'une étude d'impact par le promoteur est suivie d'une période d'information et de consultation du dossier par le public au cours de laquelle un citoyen, un groupe ou une municipalité peut demander la tenue d'une audience publique. Dans ce cas, s'il juge la demande non frivole, le ministre donne un mandat au BAPE dont la durée, fixée par règlement, est de quatre mois.

En vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, la décision de confier un mandat au BAPE appartient exclusivement au ministre. À aucun moment, le BAPE ne peut le modifier ou le refuser. En outre, le BAPE ne peut pas, de sa propre initiative, mener une enquête, tenir une audience publique ou réaliser une étude sur un sujet de son choix.

Le présent mandat vise à évaluer les enjeux associés au développement de l'industrie du gaz de shale. La détermination des enjeux permet d'anticiper les problèmes potentiels liés à l'industrie dans son ensemble et à ses pratiques. Elle permet d'estimer, par exemple, si le développement de l'industrie peut réduire la disponibilité et la qualité de l'eau ou si la technologie retenue peut modifier la qualité de l'air. Contrairement à une étude d'impact, cette approche ne vise pas à évaluer les conséquences ou à déterminer les seuils acceptables d'un projet en particulier sur un milieu déterminé.

La commission a effectué son analyse et a rédigé son rapport en se basant sur les faits recueillis à partir du témoignage de citoyens, de groupes et de municipalités, d'avis d'experts, de documents scientifiques et gouvernementaux ainsi que sur l'expérience des personnes responsables d'appliquer la réglementation au Québec, ailleurs au Canada et aux États-Unis. Certaines législations en vigueur là où la ressource gazière est exploitée au Canada et aux États-unis ont été examinées (annexe 3). Elle a également observé l'application sur le terrain des pratiques au cours de missions dans les États du Texas, de la Pennsylvanie et de New York.

L'organisation des travaux

La commission d'enquête s'est adjoint les services de deux conseillers scientifiques, soit, pour la première partie de l'audience, M. René Lefebvre, chercheur à l'Institut national de la recherche scientifique, Centre eau, terre et environnement et, pour la seconde partie et l'analyse, M. René Therrien, professeur titulaire et directeur au Département de géologie et de génie géologique de l'Université Laval. M. Louis

Dériger, membre de plusieurs commissions d'enquête du BAPE au cours des dix dernières années, a également participé aux travaux de la commission en qualité de conseiller spécial.

La commission s'est également entourée d'une douzaine d'experts scientifiques choisis par le BAPE dans des champs de compétence variés pour agir comme personnes-ressources tout au long de la première partie de l'audience publique et pour son analyse. Ces personnes venaient de la Commission géologique du Canada, de l'Institut national de la recherche scientifique, de l'Université de Sherbrooke, de l'Université du Québec à Chicoutimi, de l'Université Laval et de ALL Consulting, une firme de consultation dans le domaine de l'environnement. Le Pennsylvania Department of Environmental Protection a participé à l'audience publique.

La commission a bénéficié également de la participation de représentants des divers ministères et organismes gouvernementaux les plus concernés pour agir à titre de personnes-ressources. L'audience publique ne portait pas sur un projet en particulier et, en l'absence de promoteur, la commission a invité des représentants de l'industrie pour s'enquérir de leurs pratiques et des techniques utilisées ainsi que pour obtenir les avis des scientifiques et l'opinion d'experts. Plus de 85 spécialistes ont agi comme personnes-ressources (annexe 4). Puisque certains d'entre eux étaient anglophones, un service de traduction simultanée était offert aux participants.

Afin d'optimiser la participation du public, la commission tenait, dans la première semaine des séances, consacrées à recueillir le plus d'information possible sur le gaz de shale. La semaine suivante, des séances thématiques ont permis d'approfondir avec des spécialistes certains aspects de cette industrie en lien avec le développement durable. Ainsi, la commission abordait les aspects humains, économiques et biophysiques (annexe 5).

Les missions et les visites sur le terrain

Pour la réalisation de son mandat, la commission d'enquête s'est intéressée aux pratiques d'ici et d'ailleurs (annexe 6). Ainsi :

- le 15 septembre, elle a rencontré des représentants du Energy Resources Conservation Board de l'Alberta ;
- le 20 septembre, elle tenait une visioconférence avec des représentants de la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique ;
- le 23 septembre, elle s'est entretenue avec des représentants du Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources de la Colombie-Britannique ;

- du 26 au 28 septembre, elle était au Texas pour effectuer des visites de terrain, rencontrer le maire de la ville de Dish et des représentants de :
  - Barnett Shale Energy Education Council ;
  - Quicksilver Resources ;
  - Railroad Commission of Texas, Oil and Gas Division ;
  - Environmental Defense Fund ;
  - Texas Commission on Environmental Quality.
- Le 30 novembre et le 1er décembre, elle était en Pennsylvanie pour effectuer des visites de terrain, rencontrer une résidente de Dimock ainsi que des représentants de :
  - Citizens for Pennsylvania's Future (PennFuture) ;
  - Susquehanna River Basin Commission ;
  - Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources ;
  - Pennsylvania Department of Environmental Protection, Bureau of Oil and Gas Management ;
  - Pennsylvania Independent Oil and Gas Association ;
  - Talisman Energy USA Inc., pour une visite de terrain, accompagnée de membres du Bureau régional du Pennsylvania Department of Environmental Protection ;
  - Chesapeake Energy Corporation.
- Le 2 décembre, la commission se déplaçait à Albany dans l'État de New York pour y rencontrer des représentants de :
  - United States Environmental Protection Agency (EPA) ;
  - New York State Department of Environmental Conservation.
- Enfin, le 10 décembre, la commission se déplaçait en Montérégie, aux sites de :
  - Canadien Forest Oil à Saint-Denis-sur-Richelieu ;
  - Cambriam à La Présentation ;
  - Cambriam à Saint-Hyacinthe.

Les visites sur le terrain de même que les échanges avec les responsables gouvernementaux chargés d'appliquer la réglementation et de surveiller les opérations ainsi qu'avec l'industrie, les groupes environnementaux, les citoyens et

leurs représentants ont permis à la commission de mieux comprendre le contexte dans lequel s'insèreraient l'exploration et l'exploitation du gaz de shale au Québec et de dégager les principaux enjeux.

Le développement durable

La commission d'enquête a porté une attention particulière à l'insertion du développement de l'industrie du gaz de shale dans les milieux naturel et humain en prenant en compte les seize principes énoncés à l'article 6 de la *Loi sur le développement durable* (L.R.Q., c. D-8.1.1) (annexe 7).

À plusieurs reprises lors des séances publiques, le principe de précaution a été mentionné de façon plus particulière pour évoquer un développement sécuritaire de cette industrie et pour revendiquer un moratoire sur l'exploration et l'exploitation gazière du shale d'Utica. L'énoncé du principe suppose que, malgré certaines études scientifiques probantes, il subsiste une incertitude scientifique significative face au risque grave et irréversible soulevé. Les présomptions scientifiques déterminant le risque doivent être documentées quant à son existence et à ses conséquences, sans qu'il y ait obligatoirement un consensus. Le principe renvoie également à l'application de mesures de prévention afin de gérer ce risque mal connu.

Par comparaison, le principe de prévention évoque un risque connu, dont on connaît le mécanisme d'action même si l'on ne sait pas s'il surviendra. La portée d'application du principe est générale, de sorte qu'il s'applique aussi bien au risque grave et irréversible (par exemple, le risque d'incendie d'un réservoir ou d'une exposition à une substance radioactive) qu'à la nuisance d'un bruit. En matière d'évaluation environnementale, le risque est habituellement technologique (accident causant un feu ou une émission subite de produits toxiques entraînant des blessures ou une mortalité) ou toxicologique (exposition à moyen ou à long terme à une substance toxique). Dans le présent dossier, les situations évoquées ont généralement porté sur des risques connus, par exemple le risque d'explosion d'un puits de gaz ou le risque de contamination de l'environnement. Ces situations se réfèrent donc au principe de prévention.

Chapitre 2 Le milieu d'insertion

Le présent chapitre présente le milieu touché par l'exploration et l'éventuelle exploitation du gaz de shale. Plus particulièrement, il décrit sommairement les régions visées et fait le point sur le contexte hydrologique et géologique. Il explique également l'origine du gaz naturel et sa répartition dans le sous-sol.

Le milieu physique et l'occupation du territoire

Actuellement, l'exploration du gaz de shale est concentrée dans une partie des basses-terres du Saint-Laurent entre Québec et Montréal, en ayant comme limite au nord-ouest le fleuve Saint-Laurent et comme limite au sud-est les Appalaches. Trois régions administratives, soit Chaudière-Appalaches, le Centre-du-Québec et la Montérégie, sont principalement concernées (figure 1). Le secteur est une plaine d'une altitude généralement inférieure à 100 m, à l'exception de rares monts isolés[1].

Le territoire des trois régions administratives comprend la ville de Lévis, l'agglomération de Longueuil, 28 MRC regroupant 333 municipalités et 4 territoires hors MRC. Ces différentes instances ont des responsabilités en matière d'aménagement du territoire, notamment en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* (L.R.Q., c. A-19.1). Le réseau routier supérieur est développé, aussi bien avec des autoroutes que des routes collectrices, il est sous la gestion du ministère des Transports alors que le réseau local est sous celle des municipalités (figure 1). Un réseau de transport et de distribution de gaz naturel est déjà en place dans le territoire concerné (M. Martin Imbleau, DT4, p. 26 et 27).

Les trois régions comptent 2 062 171 habitants établis sur un peu plus de 33 100 km^2. La densité de la population atteint 129 habitants par km^2 en Montérégie alors qu'elle est en moyenne de 30 habitants par km^2 en Chaudière-Appalaches et dans le Centre-du-Québec, et 5 400 établissements manufacturiers ont été comptabilisés[2]. La majeure partie de la région des basses-terres du Saint-Laurent est constituée de terres agricoles parmi les meilleures du Québec et, dans les régions visées, 16 130 exploitations agricoles étaient enregistrées au ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation le 31 mars 2010. La proportion du territoire des MRC

1. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs [en ligne (5 janvier 2010) : www.mddep.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/provinces/partie4b.htm].
2. Données de 2008 et 2009 [en ligne (5 janvier 2011) : www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/region_00/region_00.htm].

couvert par la zone agricole est de 86 % en Montérégie, de 66 % en Chaudière-Appalaches et de 93 % dans le Centre-du-Québec[1]. Par ailleurs, la superficie boisée des municipalités situées dans les basses-terres du Saint-Laurent est en moyenne de 28 %[2], soit sous le seuil critique de 30 % généralement considéré comme étant nécessaire au maintien de la biodiversité.

L'hydrographie et les ressources en eau

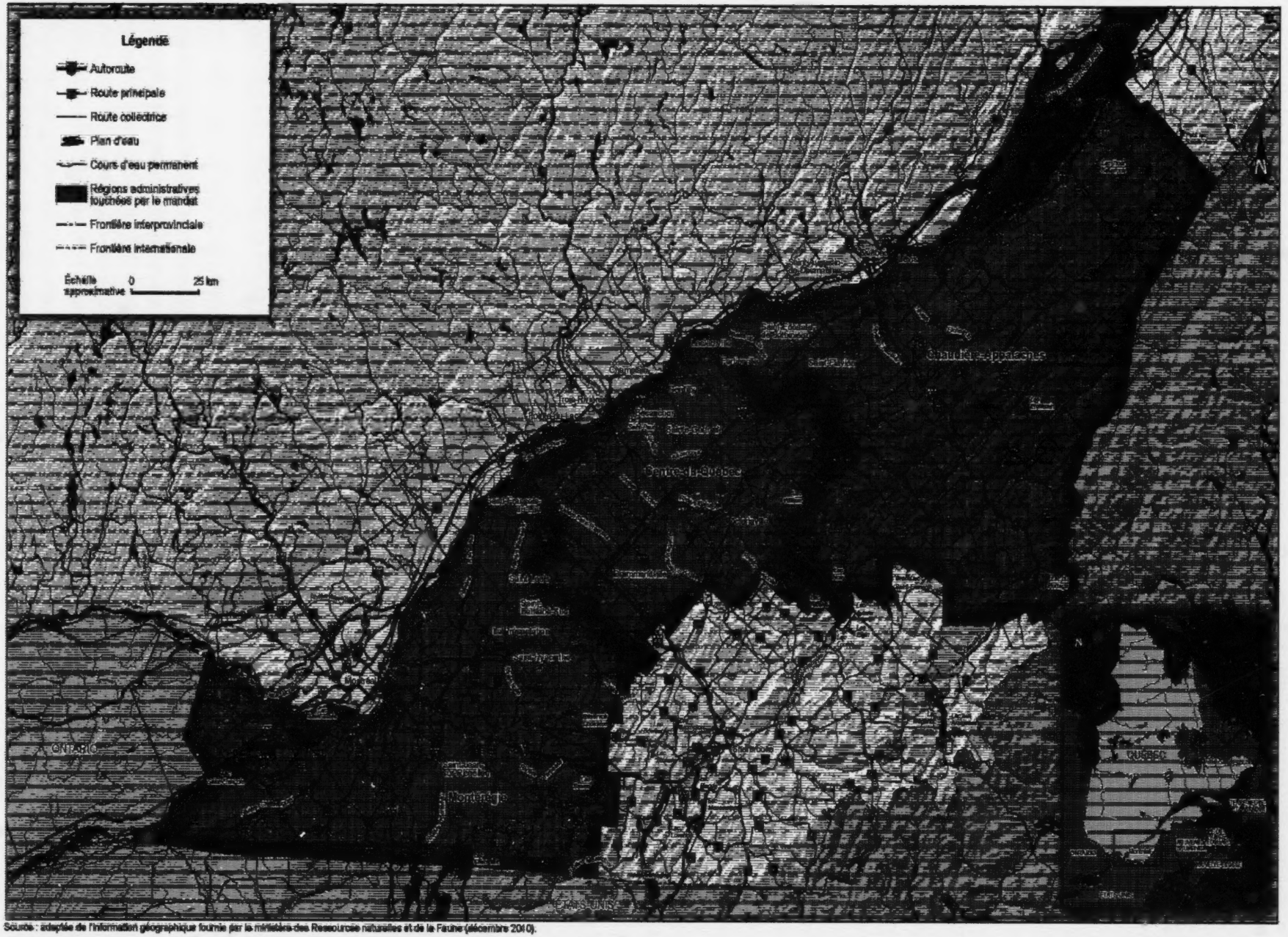
Cette partie des basses-terres du Saint-Laurent est drainée par des affluents du fleuve Saint-Laurent qui constituent le réseau des eaux de surface. Ce réseau hydrographique est subdivisé en bassins versants, soit en territoires naturels délimités par les lignes de partage des eaux (figure 2). Des organismes de bassin versant administrés par le milieu planifient et coordonnent les actions en matière de gestion de l'eau[3]. Neuf des 40 organismes de bassin versant pour la gestion intégrée de l'eau identifiés par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs sont susceptibles d'être concernés par l'éventuelle mise en valeur des ressources gazières[4]. Par ailleurs, depuis de nombreuses années, un suivi de certains cours d'eau et de leur comportement est effectué à partir de stations hydrométriques (M. Michel Ouellet, DT10, p. 65).

L'eau présente dans les formations géologiques est dite « souterraine » peu importe sa profondeur et l'usage qui en est fait (*id.*, DT1, p. 48 et 49). Une distinction existe toutefois pour les saumures naturelles qui sont considérées comme une ressource minérale en vertu de la *Loi sur les mines* (L.R.Q., M-13.1) (M. Jean-Yves Laliberté, DT1, p. 51). Toute l'eau souterraine n'est pas également accessible tant en quantité qu'en qualité. Ainsi, l'eau souterraine susceptible d'être disponible dépend de sa capacité à circuler et, donc, de la porosité et de la perméabilité du matériau géologique. Seules les formations perméables ou aquifères contiennent des nappes d'eau exploitables (DB79, p. 3 et 8). Selon un représentant du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, une certaine connaissance des eaux souterraines est disponible, mais elle est toutefois à améliorer (M. Michel Ouellet, DT1, p. 48). Par ailleurs, il existe des cartes à l'échelle régionale sur la qualité des eaux souterraines, mais des variations locales importantes liées à l'environnement géologique peuvent exister (*id.*, DT3, p. 66 et 67).

---

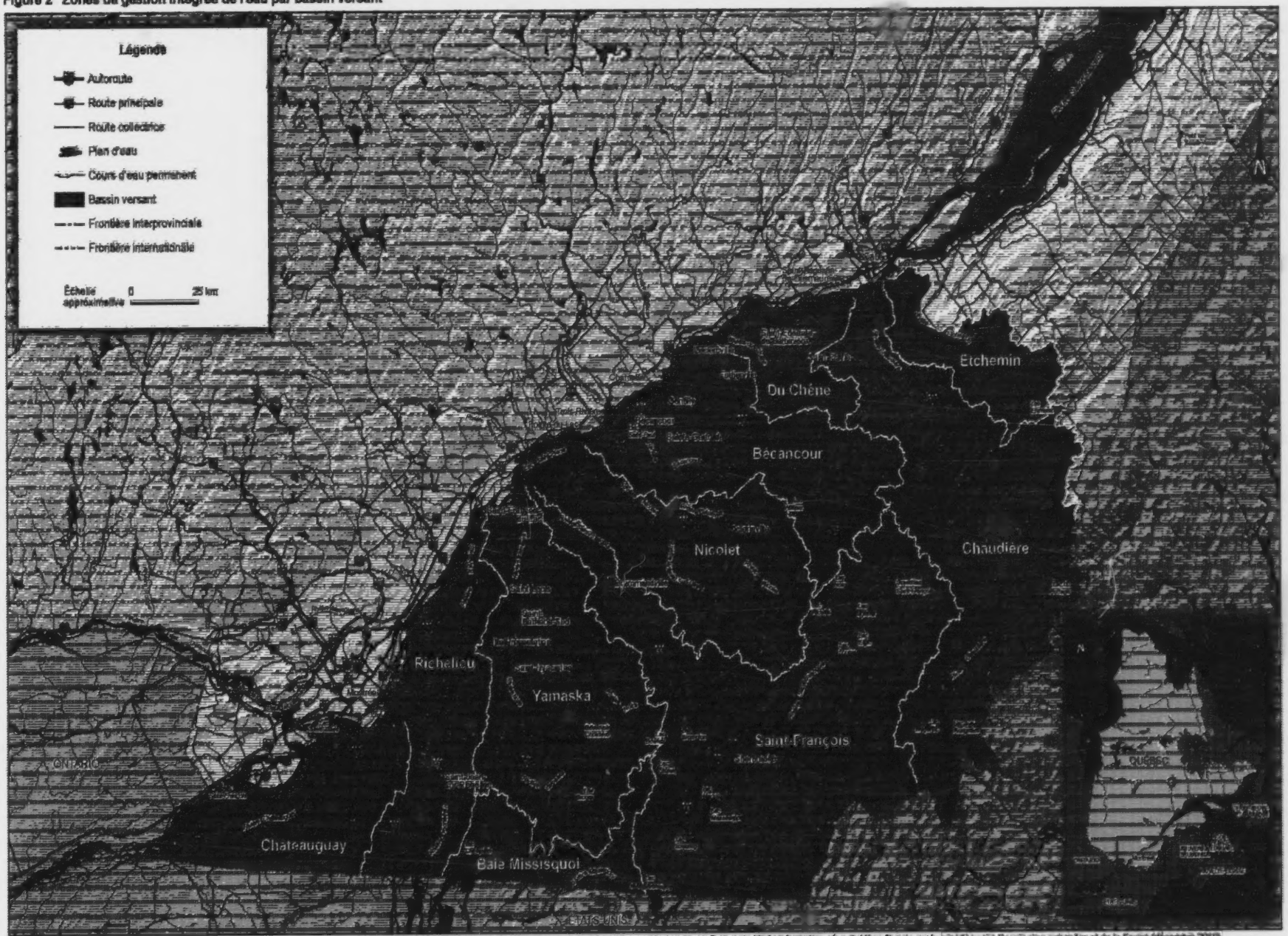
1. Commission de protection du territoire agricole du Québec. *Rapport annuel de gestion 2009-2010*, 2010, 56 p.
2. Pour les régions de Chaudière-Appalaches, du Centre-du-Québec, de la Montérégie et de Lanaudière ; référence : ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire. *La protection du territoire et des activités agricoles - Addenda au document complémentaire révisé*, 2005, 65 p.
3. Regroupement des organismes de bassins versants du Québec [en ligne (5 janvier 2011) : www.robvq.qc.ca].
4. Bassins versants des rivières Etchemin, Chaudière, Du Chêne, Bécancour, Nicolet, Saint-François, Yamaska, Richelieu et Châteauguay.

Figure 1 Secteur à l'étude



Source : adaptée de l'information géographique fournie par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (décembre 2010).

Figure 2 Zones de gestion intégrée de l'eau par bassin versant



Source : adaptée de [en ligne (4 février 2011) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/bassinversant/redecoupage/intr.htm et www.mddep.gouv.qc.ca/eau/bassinversant/redecoupage/flash-carte.html] ; information géographique fournie par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (décembre 2010).

Au Québec, la majorité des puits exploitant les eaux souterraines ont une profondeur inférieure à 100 m (*id.*, DT1, p. 47). D'une manière générale, ces puits alimentent 20 % de la population[1]. Toutefois, selon le portrait général de l'eau potable du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs établi par région administrative en 2000, c'est en moyenne plus de 40 % de la population des trois régions qui est alimentée avec de l'eau souterraine, soit par un réseau de distribution, soit par des puits individuels (*id.*, DT10, p. 5).

Dans le cycle de l'eau, les eaux de surface et les eaux souterraines sont liées. Actuellement, la plupart des prélèvements doivent être autorisés en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c. Q-2). Dans le cas particulier des prélèvements d'eau de surface faits par les industries, un débit maximal est autorisé et des conditions particulières peuvent être imposées (M. Charles Poirier, DT10, p. 59 ; M. Michel Ouellet, DT10, p. 64 et 65). Par ailleurs, la demande d'autorisation pour prélever de l'eau souterraine doit inclure une étude hydrogéologique en vertu de l'article 35 du *Règlement sur le captage des eaux souterraines* [R.R.Q. c. Q-2, r. 1.1.3].

La gestion des prélèvements est en révision par rapport à la mise en application de la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection* (L.R.Q., c. C-6.2). Cette loi favorise une gestion durable, équitable et efficace des ressources en eau en prenant notamment en compte les droits d'utilisation des personnes et des municipalités, la disponibilité et la répartition des ressources (M. Michel Ouellet, DT10, p. 73).

Il n'existe pas actuellement de données sur les quantités d'eau utilisées par région et par utilisateur, mais le *Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau* [R.R.Q., c. Q-2, r. 3.2.1] entré en vigueur en 2009 vise à dresser un portrait général de cette consommation (*ibid.*, p. 55).

La géologie régionale et le gaz de shale

Le sous-sol des basses-terres du Saint-Laurent est composé de trois unités géologiques distinctes (figure 3). Les roches précambriennes du Bouclier canadien constituent le socle cristallin sur lequel reposent les roches sédimentaires âgées entre 700 et

1. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs [en ligne (5 janvier 2011) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/programmes/acquisition-connaissance.htm].

350 millions d'années et formant la Plate-forme du Saint-Laurent[1]. Ces roches sont essentiellement recouvertes de dépôts glaciaires et fluvioglaciaires constitués de sable et de gravier recouverts d'argile marine datant du Quaternaire et déposée par l'ancienne mer de Champlain[2]. Cette argile dite sensible a la particularité de se liquéfier lorsqu'elle est remaniée. Par ailleurs, la principale source d'approvisionnement en eau potable provient des dépôts de sable et gravier, et occasionnellement dans les formations rocheuses fracturées.

La Plate-forme du Saint-Laurent est donc un ensemble de roches sédimentaires essentiellement paléozoïques de près de 3 000 m d'épaisseur. La partie inférieure de cet ensemble est dominée par des unités de carbonate, caractéristiques d'une sédimentation en eau peu profonde. Au-dessus se trouvent les shales d'Utica et de Lorraine qui peuvent atteindre 1 800 m d'épaisseur. C'est lors de la formation de la chaîne de montagne des Appalaches, il y a entre 435 et 425 millions d'années, que la plateforme carbonatée inférieure s'est effondrée et que des sédiments fins argileux d'eau plus profonde se sont déposés. La formation des Appalaches est le dernier événement géologique de fracturation significatif survenu dans les basses-terres du Saint-Laurent (figure 4). Il faut noter qu'au Quaternaire des glaciations successives ont entraîné des variations verticales de la croûte terrestre pouvant atteindre 250 m et une réactivation de certaines failles ou fractures (Adams *et al.*, 1991).

Le shale est une roche sédimentaire essentiellement argileuse à grains fins qui contient en proportion variable d'autres minéraux tels le quartz et la calcite. Cette roche est peu poreuse et peu perméable. Tous les shales ne sont pas identiques. Le shale d'Utica est plutôt calcareux contrairement à celui de Lorraine et cette caractéristique le rend propice à la fracturation hydraulique (M. Denis Lavoie, DT1, p. 25). Toutefois, le shale d'Utica est également hétérogène et, à partir des données minéralogiques, géochimiques et diagraphiques recueillies, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune l'a subdivisé en deux formations géologiques distinctes, soit l'Utica inférieur et l'Utica supérieur (DB26).

1. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune [en ligne (5 janvier 2011) : www.mrnf.gouv.qc.ca/mines/geologie/geologie-apercu.jsp].
2. Pierre Pagé. *Les grandes glaciations – L'histoire et la stratigraphie des glaciations continentales dans l'hémisphère Nord*, 2e édition, 1999, 492 p.

Figure 3 Schéma morphostratigraphique du secteur à l'étude

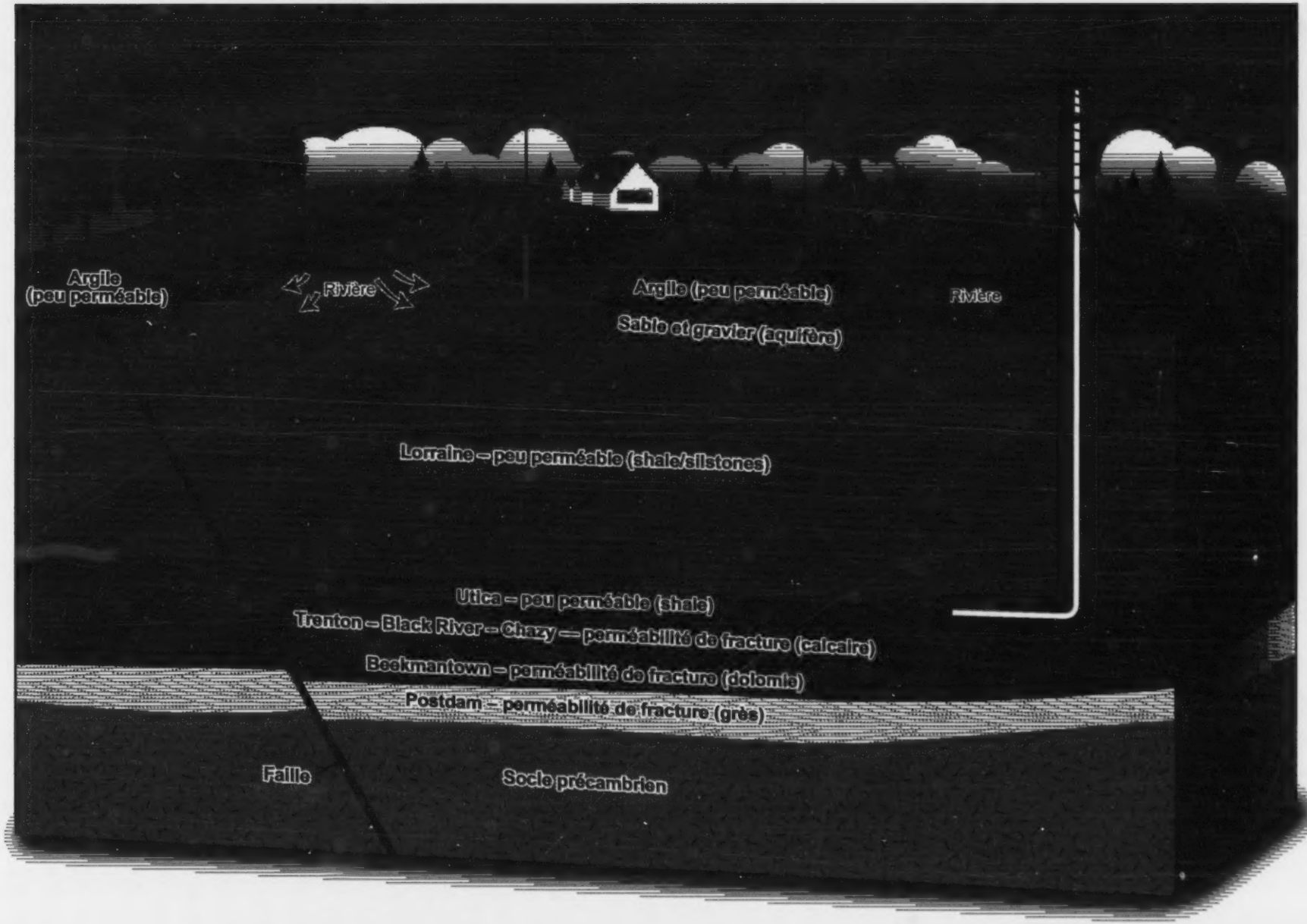
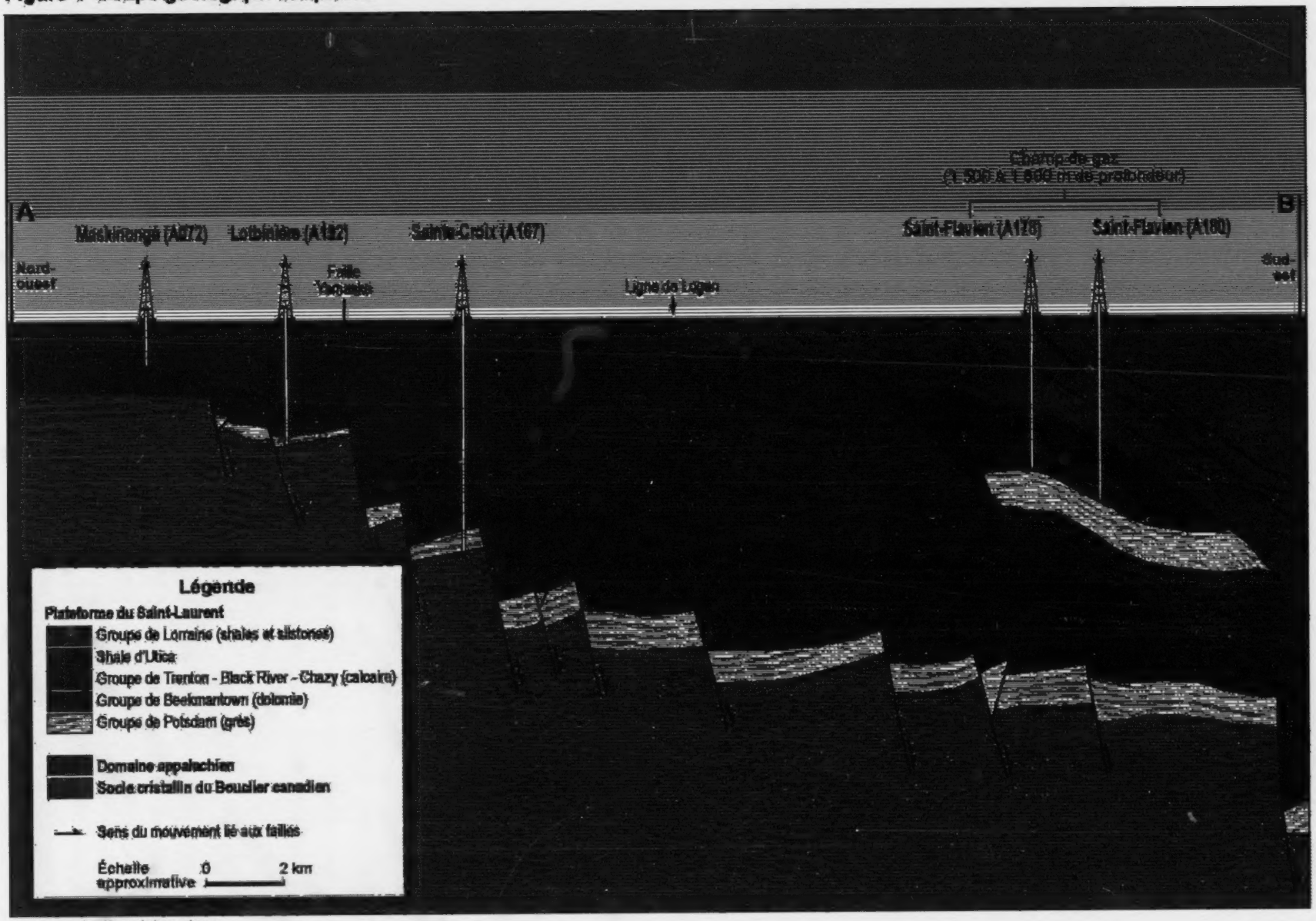


Figure 4 Coupe géologique simplifiée



Sources : adaptée de DB26 ; DB60.

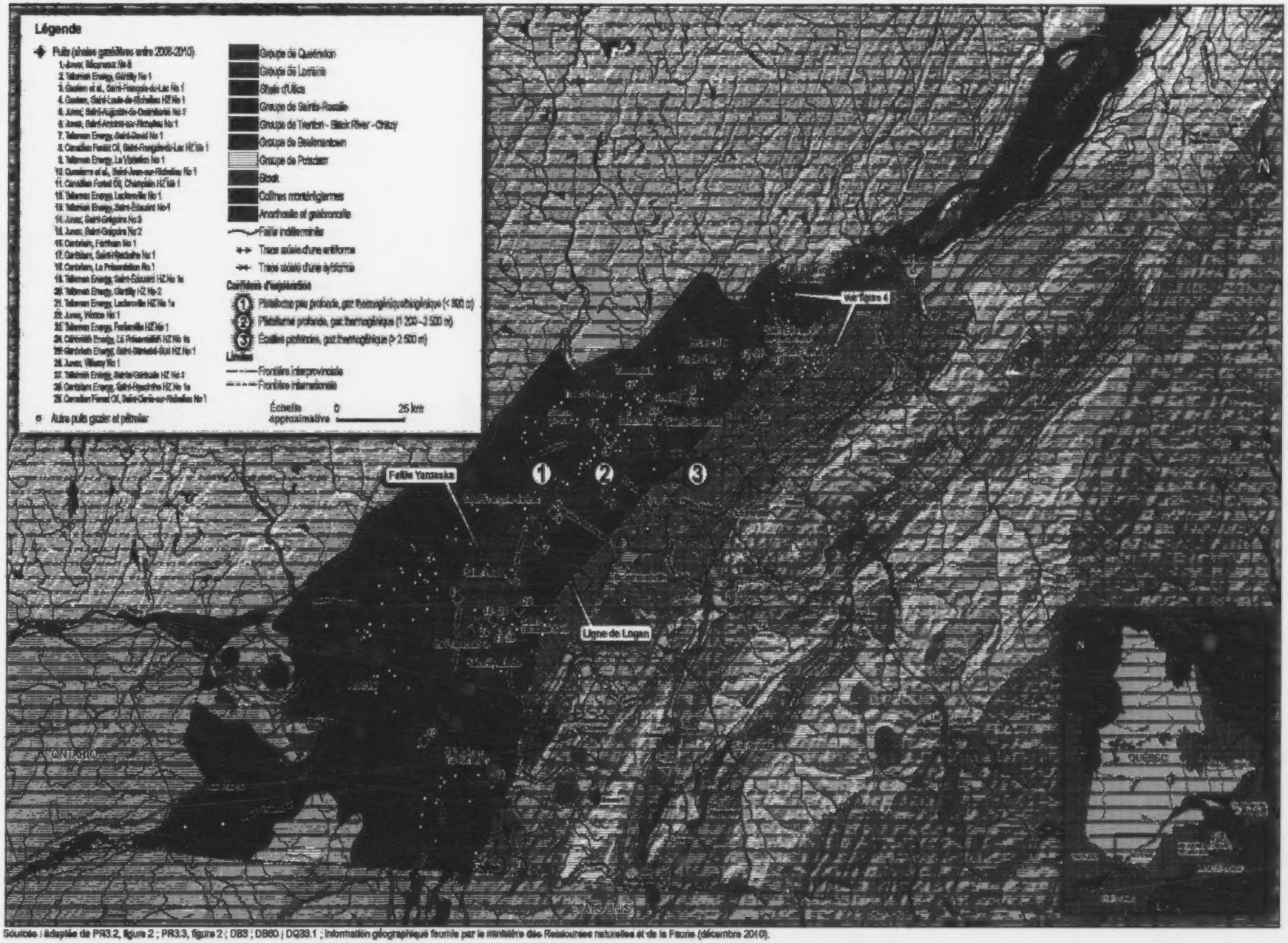
Le shale d'Utica, d'âge ordovicien, est le plus ancien shale gazier connu en Amérique du Nord. L'abondante matière organique originelle contenue dans ce shale s'est décomposée pour générer des hydrocarbures en raison d'élévations de température et de pression liées à l'enfouissement progressif des sédiments. Le gaz thermogénique ainsi formé est toutefois resté piégé dans la roche mère, sans migrer vers une roche réservoir poreuse et perméable pour former un gisement conventionnel (*ibid.*, p. 26 et 27), sauf dans les cas où il a migré dans des dépôts Quaternaire (Hardy et Lamothe, 1997). Le gaz du shale d'Utica est qualifié de propre puisqu'il est constitué de méthane (CH_4) à 98 % et qu'il ne contient que peu ou pas de dioxyde de carbone (CO_2) et de sulfure d'hydrogène (H_2S) (Association pétrolière et gazière du Québec, DM148, p. 59 et 60 ; M. Denis Lavoie, DT1, p. 28 ; M. Jean-Luc Allard, DT9, p. 72). Par ailleurs, la compilation du carbone organique total (COT) mesuré révèle des valeurs plus élevées dans les shales de l'Utica supérieur et du Lorraine par rapport aux unités sous-jacentes, ce qui leur confère un plus grand potentiel gazier (DB26).

Il convient de souligner que du gaz naturel peut aussi être d'origine biogénique lorsqu'il est formé dans des dépôts de plus faibles profondeurs à partir de l'activité bactérienne. Un gisement de gaz de shale biogénique est même exploité par des puits verticaux dans la formation d'Antrim dans l'État du Michigan (M. Denis Lavoie, DT2, p. 7). Au Québec, du gaz biogénique et du gaz mixte d'origine biogénique et thermogénique ont été rencontrés et parfois exploités dans les dépôts quaternaires de la vallée du Saint-Laurent (Saint-Antoine et Héroux, 1993). Ce gaz pourrait être rencontré en cours de forage pour des puits d'eau (M. Jean-Yves Lavoie, DT15, p. 48).

Trois grands corridors d'exploration dans le sud du Québec, fondés sur la profondeur du shale d'Utica qui augmente du nord-ouest vers le sud-est, ont été déterminés (figure 5). Dans le premier corridor, le shale affleure localement le long de la rive du fleuve Saint-Laurent pour atteindre une profondeur de 800 m en moyenne. À partir de la faille de Yamaska, soit dans le deuxième corridor, la profondeur du shale augmente ainsi que son épaisseur. Le toit de la formation se trouve entre 1 200 et 2 500 m de profondeur. Dans le troisième corridor qui débute au droit de la faille de Logan, le shale d'Utica est à plus de 2 500 m de profondeur, mais une partie de la plateforme du Saint-Laurent a été mobilisée par des grandes failles et des copeaux de shale d'Utica peuvent être remontés, localement, à des profondeurs moins importantes (figure 4). Par ailleurs, l'épaisseur du shale d'Utica est variable ; elle est en moyenne de 105 m dans le premier corridor et de 220 m dans le deuxième corridor avec une anomalie dans la vallée du Richelieu (figure 6). Également, le shale d'Utica couvrirait en surface et en sous-surface une superficie approximative de 10 000 km^2 (PR3, p. 4). Les figures 4 et 5 montrent les failles majeures.

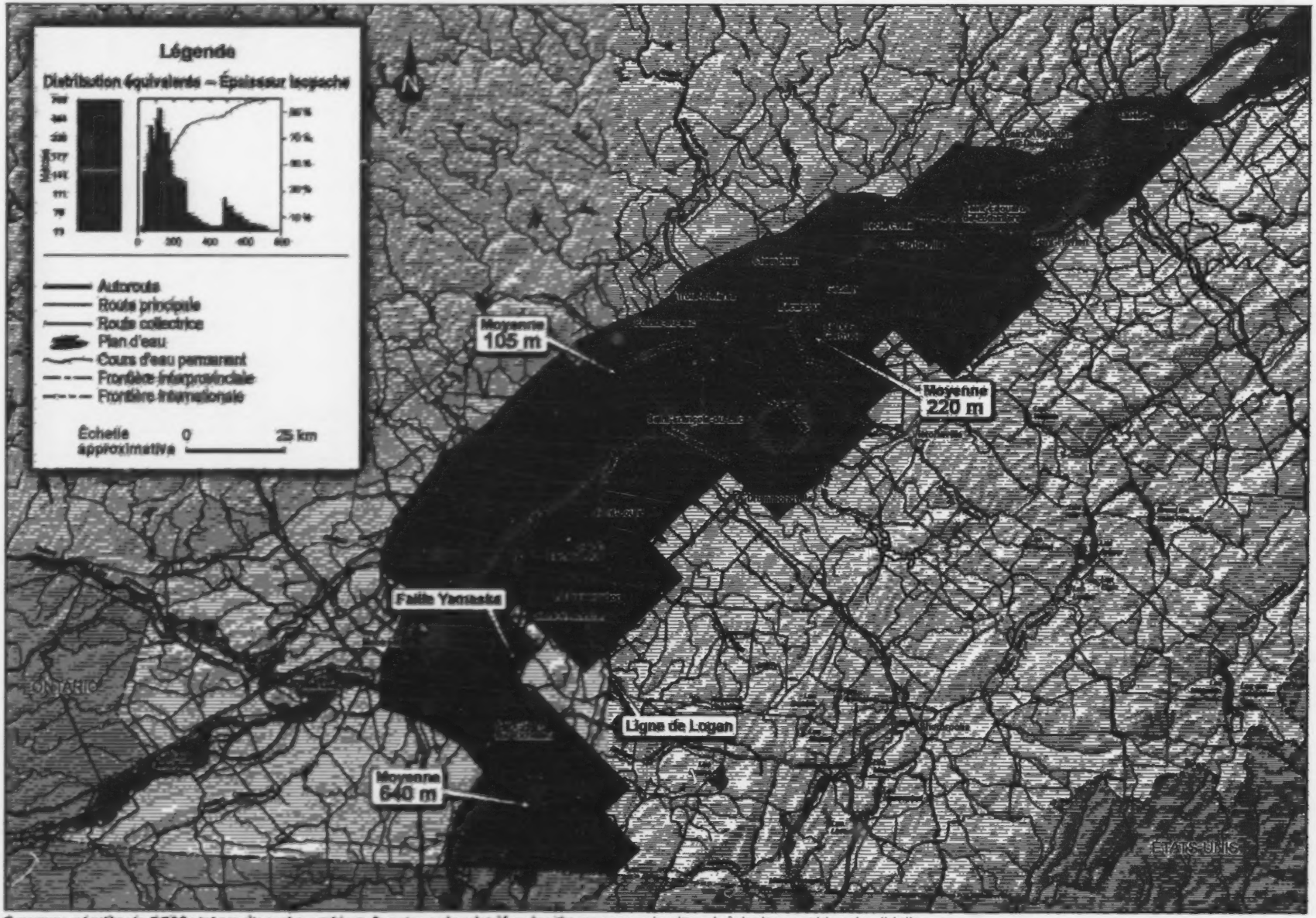
Bien que les travaux actuels d'exploration de l'industrie ciblent le shale d'Utica et se concentrent dans le deuxième corridor, un potentiel gazier existerait, d'une part, dans le shale du Lorraine et, d'autre part, dans le premier corridor situé le long des rives du Saint-Laurent.

Figure 5 Carte géologique simplifiée et localisation des puits gazier et pétrolier



Sources : adaptée de PR3.2, figure 2 ; PR3.3, figure 2 ; DB3 ; DB60 ; DQ33.1 ; information géographique fournie par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (décembre 2010).

Figure 6 Variation de l'épaisseur du shale d'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent



Sources : adaptée de DB26 ; information géographique fournie par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (décembre 2010).

Chapitre 3 L'industrie du gaz de shale

Le présent chapitre traite de l'exploitation du gaz de shale aux États-unis et dans certains bassins canadiens. Il rappelle les recherches d'hydrocarbures effectuées au Québec et aborde la place du gaz naturel dans le bilan énergétique du Québec.

Le développement de l'industrie

Le contexte nord-américain

Le développement récent de l'industrie du gaz de shale en Amérique du Nord découle de l'application de deux technologies combinées, soit le forage horizontal et la fracturation hydraulique, lesquelles permettent une extraction économiquement rentable du gaz présent dans des roches sédimentaires peu perméables et peu poreuses (figure 7). Ce type de gisement de gaz naturel est dit non conventionnel puisqu'il faut modifier le milieu pour en extraire la ressource. Le forage horizontal est le prolongement d'un forage vertical qui est dévié à une profondeur voulue. La section horizontale peut dépasser 1 000 m. La fracturation hydraulique consiste en l'injection, sous forte pression, d'un mélange d'eau, de sable et d'additifs afin de fracturer le shale et ainsi libérer le gaz naturel (PR3, p. 8).

L'exploitation du gaz de shale par forage horizontal et fracturation hydraulique a débuté aux États-Unis, plus particulièrement au Texas en 1993 (DB2, p. 4). Le gaz de shale est présent dans 48 États et l'industrie est active notamment dans les bassins du Barnett, du Haynesville, du Fayetteville, du Marcellus, du Antrim et du New Albany (figure 8). Le shale du Barnett du Texas contribue pour 6 % à la production de gaz naturel de l'ensemble des gisements. En 2007, le gaz naturel, toutes provenances confondues, représentait 22 % de la consommation totale d'énergie aux États-Unis. La proportion provenant du gaz de shale était initialement faible, mais elle devrait continuer à croître. Cette croissance reste toutefois dépendante du prix du gaz naturel (Ground Water Protection Council et ALL Consulting, 2009, p. 8 et 9).

Au Canada, les principales zones de mise en valeur du gaz de shale sont les bassins de Horn River et de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique, le groupe de Colorado en Alberta et en Saskatchewan, le shale d'Utica au Québec et celui de Horton Bluff au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse (figure 8). Selon Statistique Canada, le gaz naturel représentait 34 % de la consommation totale d'énergie au pays en 2003[1].

1. Statistique Canada. *Le Canada, un grand consommateur d'énergie : une perspective régionale*, 2005, p. 4 [en ligne (2 février 2011) : www.statcan.gc.ca/pub/11-621-m/2005023/tbl/4054257-fra.htm].

Tableau 1 Superficie et réserves en gaz naturel pour différents shales

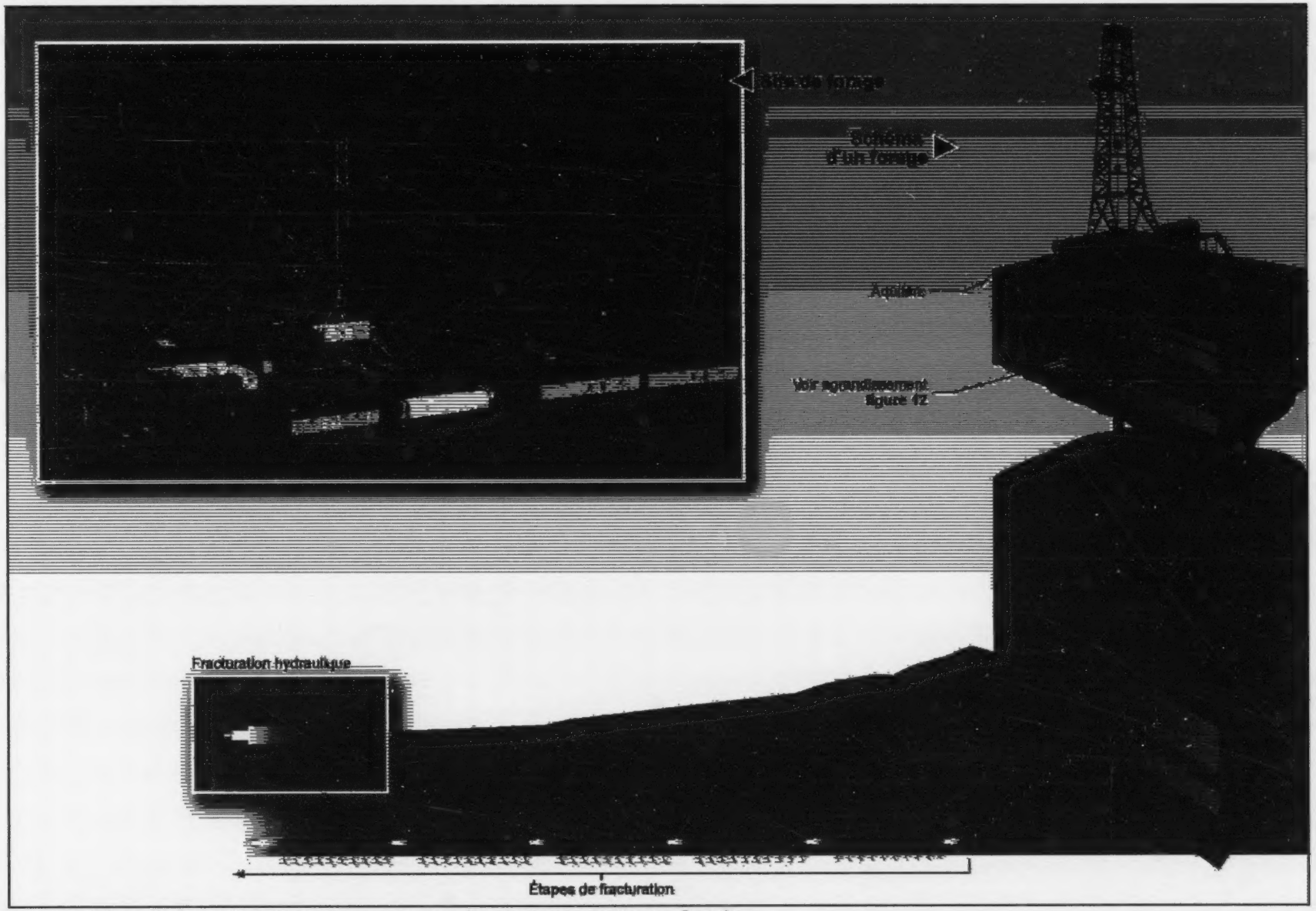
Shales gazéifères	Superficie (km^2)	Potentiel en place estimé* (Tcf)	Réserve récupérable estimée* (Tcf)[1]
Barnett (Texas)	13 000	327	44
Fayetteville (Arkansas, Oklahoma)	23 000	52	41,6
Haynesville (Louisiane, Texas)	23 000	717	251
Marcellus (Pennsylvanie, New York)	250 000	1 500	262
Antrim (Michigan)	31 000	76	20
New Albany (Illinois, Indiana, Kentucky)	110 000	160	19,2
Horn River (Colombie-Britannique)	13 000	500	100
Montney (Colombie-Britannique)	n. d.	80 à 700	16 à 140
Colorado (Alberta, Saskatchewan)	n. d.	> 100	n. d.
Utica (Québec)	10 000	> 120	40
Horn Bluff (Nouveau-Brunswick)	n. d.	> 130	n. d.

* Le potentiel en place et la réserve récupérable de gaz naturel estimés sont fournis à titre indicatif uniquement. Les chiffres provenant de diverses sources peuvent varier énormément ; ils dépendent de la connaissance des différents gisements, des technologies et de l'intensité des forages qui évoluent constamment et du pourcentage de récupération.

Sources : adapté de Ground Water Protection Council et ALL Consulting (2009), p. 17 ; PR.3, p. 7 ; BC Oil and Gas Commission, Horn River Basin status report for 2009/2010, p. 6 ; ONÉ, L'ABC du gaz de schiste, p. 5 à 18.

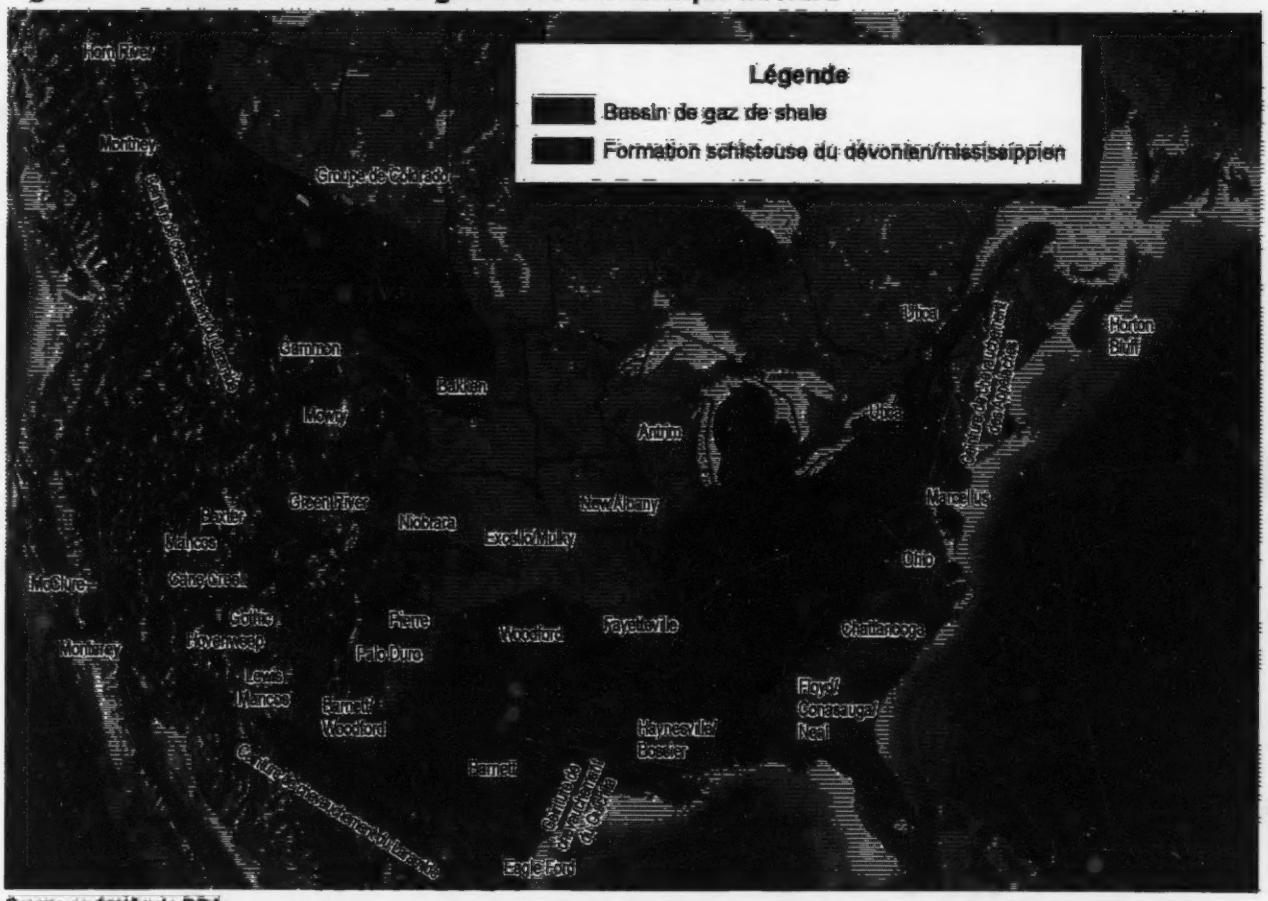
1. Tcf, ou *trillion cubic feet*, est l'unité anglaise équivalente à 1 000 milliards de pieds cubes, soit 10^{12} pieds cubes.

Figure 7 Exemple de forage et de fracturation



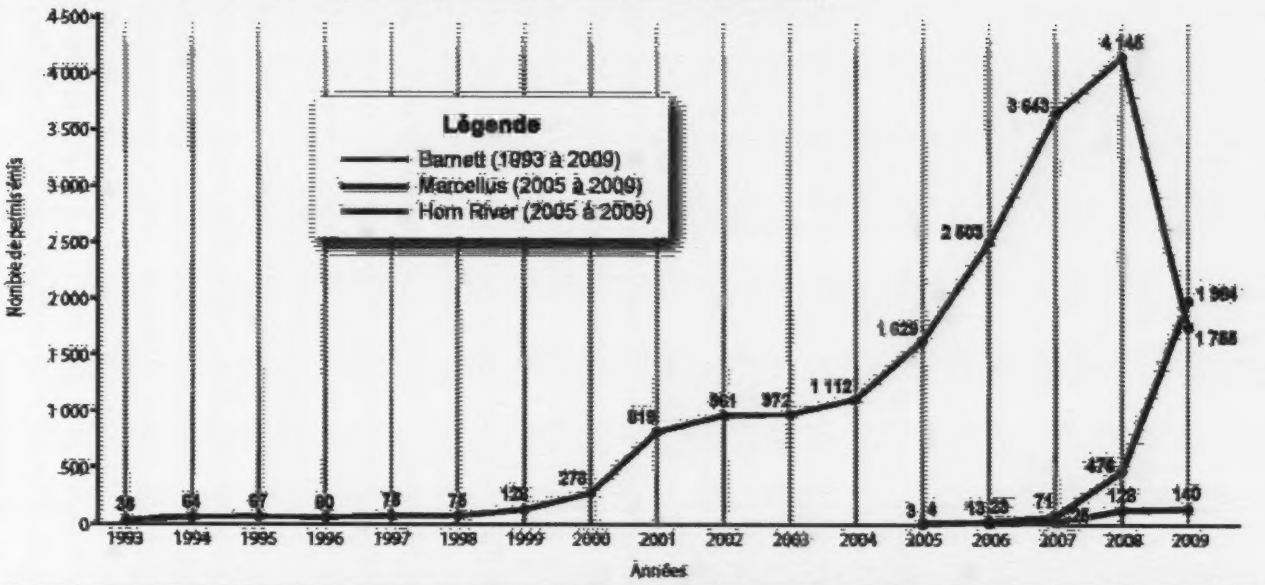
Sources : adaptée de [en ligne (5 février 2011) : www.apgq-qoga.com/en/groundwater-protection-steps/] ; DB61.

Figure 8 Localisation des shales gazéifères en Amérique du Nord



Source : adaptée de DB4.

Figure 9 Nombre de permis émis pour différents shales gazéifères



Sources : adaptée de [en ligne (13 janvier 2011) : www.dep.state.pa.us/depdeputate/minres/oilgas/2009%20YEAR%20END%20REPORTS.ppt] ; [en ligne (17 janvier 2011) : www.rrc.state.tx.us/barnetts/hale/drillingpermitsissued1993-2009.pdf] ; [en ligne (17 janvier 2011) : www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1015&type=.pdf].

La superficie de différents shales et la réserve en gaz naturel récupérable estimées sont fournies au tableau 1, alors que la figure 9 présente l'évolution du nombre de permis de forage émis pour certains de ces shales. Ainsi, le Texas, dont le gisement Barnett a une superficie et une réserve estimées comparables au shale d'Utica, a émis sur dix-sept ans 18 287 permis de forage dans le shale de Barnett, avec un maximum en 2008 de 4 145. Toutefois, le nombre total de puits réellement forés était de 14 574 le 29 novembre 2010. Mentionnons qu'au 1er janvier 2010 9 104 puits étaient horizontaux sur les 13 785 forés (DB76). En Pennsylvanie, 2 558 permis de forage dans le shale de Marcellus ont été émis sur cinq ans, dont plus du deux tiers en 2009, mais en fait le nombre de forages est passé à 195 en 2008, à 768 en 2009 et à plus de 1 000 en 2010 (M. Eugene Pine, DT10, p. 8 et 11)[1]. À des milliers de kilomètres des principaux marchés de consommation de gaz naturel dans l'est de l'Amérique du Nord, le shale de Montney a lui aussi une superficie comparable au shale d'Utica. Avec environ 80 puits forés par année de 2006 à 2009, le développement est toutefois inférieur à ce qui se fait au Texas ou en Pennsylvanie[2].

Les recherches pétrolières et gazières au Québec

Au Québec, des forages pétroliers et gaziers ont été réalisés dès 1860, principalement dans la péninsule gaspésienne et dans les basses-terres du Saint-Laurent où ils avaient comme cible des réservoirs conventionnels à hydrocarbures peu profonds (M. Denis Lavoie, DT1, p. 23 ; PR3, p. 21). Des travaux d'exploration ont été réalisés notamment par la Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP), une société d'État créée en 1969 et dont le mandat initial était d'évaluer le potentiel de la province. En 1998, la SOQUIP est devenue une société privée, détenue par la Société générale de financement, elle-même une société d'État. Les données de la SOQUIP ont été graduellement intégrées au Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG) du ministère des Ressources naturelles et de la Faune[3]. Cette exploration a amené la découverte et l'exploitation de deux gisements de gaz naturel dans les basses-terres du Saint-Laurent qui, depuis, ont été convertis en sites de stockage. Le premier est situé à Pointe-du-Lac dans des dépôts meubles datant du Quaternaire. Le second, localisé à Saint-Flavien, a été exploité par la SOQUIP entre 1980 et 1994, à une profondeur variant entre 1 200 et 1 500 m de profondeur, soit dans les dolomies de Beekmantown plus anciennes que le shale

1. British Columbia Oil and Gas Commission, *Horn River Basin status report for 2009/2010*, p. 11 [en ligne (7 décembre 2010) : www.rrc.state.tx.us/data/fielddata/barnettshale.pdf] et [en ligne (7 décembre 2010) : www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/oilgas/2009%20year%20end%20reports.ppt].
2. British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, *Summary of shale gas activity in northeast British Columbia 2008/09*, p. 15.
3. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune. *Rapport annuel de gestion 2007-2008*, p. 57.

d'Utica[1] (DB60). Par ailleurs, la société d'État Hydro-Québec avait créé en 2002 une division Pétrole et Gaz pour s'associer financièrement à des entreprises privées dans la recherche et l'exploitation de gisements. Le *Plan d'exploration pétrole et gaz naturel 2002-2010* avait été déposé en août 2002 au ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Cette division d'Hydro-Québec a été abolie en février 2006[2].

Actuellement, il existe 603 forages pétroliers et gaziers dans les basses-terres du Saint-Laurent, dont 150 ont traversé le shale d'Utica (M. Robert Thériault, DT2, p. 24). Vingt-neuf de ces forages ont été réalisés par cinq opérateurs distincts entre 2006 et 2010 pour évaluer spécifiquement le potentiel des shales gazéifères (figure 4) (DQ28.1, p. 3).

Le marché au Québec

Le gaz naturel consommé au Québec est en totalité importé de l'Ouest canadien, soit environ 215 milliards de pi[3] par année (Bcf/an)[3] (DB74). Il est acheminé par un unique gazoduc géré par TransCanada Pipeline avant d'être transporté et distribué principalement par le réseau de la Société en commandite Gaz Métro constitué de 10 000 km de conduites (M. Jean-Yves Laliberté, DT1, p. 11 ; M. Martin Imbleau, DT16, p. 55 et 56). Le marché du gaz naturel est déréglementé. Le prix dépend donc de l'offre et de la demande et il est également influencé par le transport requis entre le producteur et le distributeur (M. Jean-Pierre Noël, DT3, p. 103 à 105). En 2007, le gaz naturel représentait 13 % du bilan énergétique du Québec et 87 % était utilisé par les secteurs industriel et commercial (DB74). Par ailleurs, le *Programme de réduction de consommation de mazout lourd* géré par l'Agence de l'efficacité énergétique vise la substitution du mazout lourd par d'autres formes d'énergie moins émettrices de gaz à effet de serre, dont la conversion au gaz naturel (DB72).

Actuellement, le gaz naturel n'est pas produit au Québec puisque aucun puits n'est en exploitation. Toutefois, selon le ministère des Ressources naturelles et de la Faune :

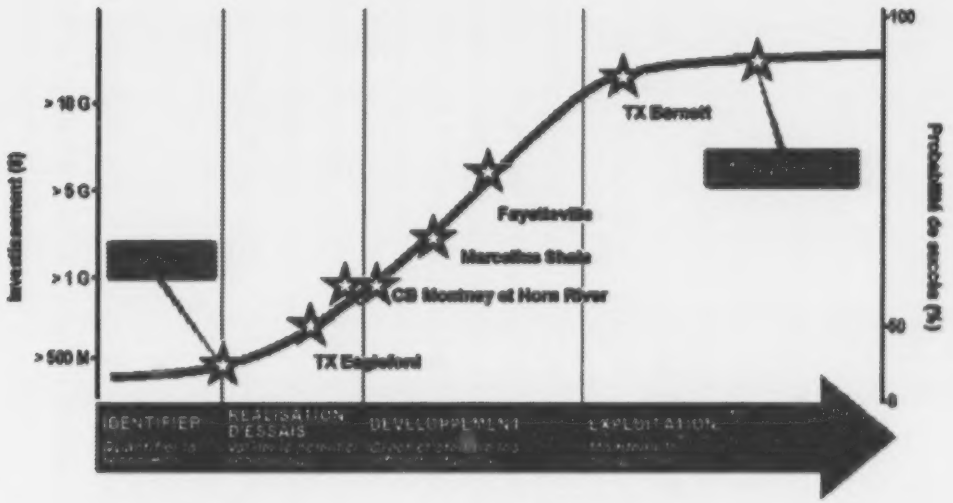
> Plusieurs indications nous laissent croire que les Shales de l'Utica pourraient représenter une ressource de classe mondiale susceptible d'entraîner des investissements de plusieurs milliards de dollars, ainsi que la création de milliers d'emplois pour le Québec.
> (M. Jean-Yves Laliberté, DT1, p. 15)

---

1. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (2001). « Le Québec, une zone pétrolière à découvrir », *Bulletin of petroleum geology*, vol. 51, n° 2, juin 2003, p. 126-154.
2. Hydro-Québec. *Plan stratégique 2004-2008*, 220 p. ; Hydro-Québec. *Rapport annuel 2005*, 112 p.
3. Bcf, ou *billion cubic feet*, est l'unité anglaise équivalente à 1 milliard de pieds cubes, soit 10^9 pieds cubes. Par ailleurs, 1 mètre cube correspond à 35,31 pieds cubes.

La réserve de gaz naturel est estimée entre 9 et 40 Tcf, basée sur un taux moyen de récupération de 25 % (DB4 ; M. Jean-Yves Laliberté, DT2, p. 99). L'industrie est au tout début du processus d'évaluation de ce gisement (figure 10). Elle doit encore confirmer son potentiel et sa rentabilité économique (M[me] Hope Deveau-Henderson, DT9, p. 24 à 30). Des essais prometteurs ont déjà été réalisés sur des puits verticaux et horizontaux. En février 2010, Talisman Energy a annoncé avoir obtenu en moyenne 6 millions de pi^3/jour de gaz naturel pendant presqu'un mois dans le puits horizontal de Saint-Édouard (DB26 ; PR3, p. 7). Certains puits doivent encore être complétés pour connaître leur production éventuelle, tout en évaluant les coûts de forage (M. James Fraser, DT4, p. 19 et 20, DT6, p. 51). Il n'y a actuellement pas de conduite de gaz pour raccorder les puits aux réseaux de transport ou de distribution existants.

Figure 10 État actuel de l'industrie pétrolière et gazière dans quelques bassins d'Amérique du Nord



Source : adaptée de DB44.

Chapitre 4 Les activités

Les activités d'exploration et d'exploitation d'une ressource naturelle sont réalisées suivant des étapes successives, dans le respect des législations locales. Dans le présent chapitre, ces activités sont décrites de même que les conditions de fermeture et d'abandon des puits.

Les droits sur le gaz naturel

Au Québec, les ressources du sous-sol font généralement[1] partie du domaine de l'État. Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune est responsable de leur mise en valeur par l'application de la *Loi sur les mines* (L.R.Q., c. M-13.1) et, spécifiquement dans le cas présent, du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* [R.R.Q., c. M-13.1, r. 1]. Cette loi permet à quiconque remplissant les conditions d'acquérir un droit exclusif pour rechercher et exploiter des substances minérales, lequel s'appuie sur l'accès universel à la ressource en favorisant le premier demandeur ; c'est le principe dit du « free mining » (DB92). Ainsi, une entreprise sollicite d'abord un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain. Par la suite, advenant la découverte d'un gisement, un bail d'exploitation est émis. Cependant, comme les droits de surface sont distincts de ceux accordés sur les ressources, le détenteur du droit à la ressource est tenu, pour intervenir sur un terrain privé au cours d'éventuels travaux, d'acquérir d'abord des propriétaires fonciers un droit d'accès au terrain.

Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune a constitué un registre des droits sur les hydrocarbures conformément à l'article 11 de la *Loi sur les mines*. Ce registre est en fait un système informatique permettant différents suivis sur les titres émis (DB71).

L'exploration

Comme mentionné, les entreprises recherchant des ressources gazières pour les exploiter doivent détenir un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain qu'elles obtiennent auprès du ministère des Ressources

1. Article 4 de la *Loi sur les mines*.

naturelles et de la Faune. Elles choisissent le territoire qui les intéresse selon un découpage régulier ne dépassant pas 250 km^2 et la demande de permis doit entre autres être accompagnée d'un plan et d'une description technique du territoire faisant l'objet de la demande, d'un programme des travaux attesté par un géologue ou un ingénieur géologue précisant la nature et l'étendue des travaux envisagés avec les renseignements d'ordre géologique et géophysique que le requérant détient[1].

En octobre 2010, 121 permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain accordés à 12 entreprises différentes couvraient un peu plus de 20 000 km^2, débordant la superficie du shale d'Utica (figure 11). Cette superficie touche des propriétés privées dans une proportion de 93,3 % (M. Jean-Yves Laliberté, DT1, p. 12 ; DQ34.1).

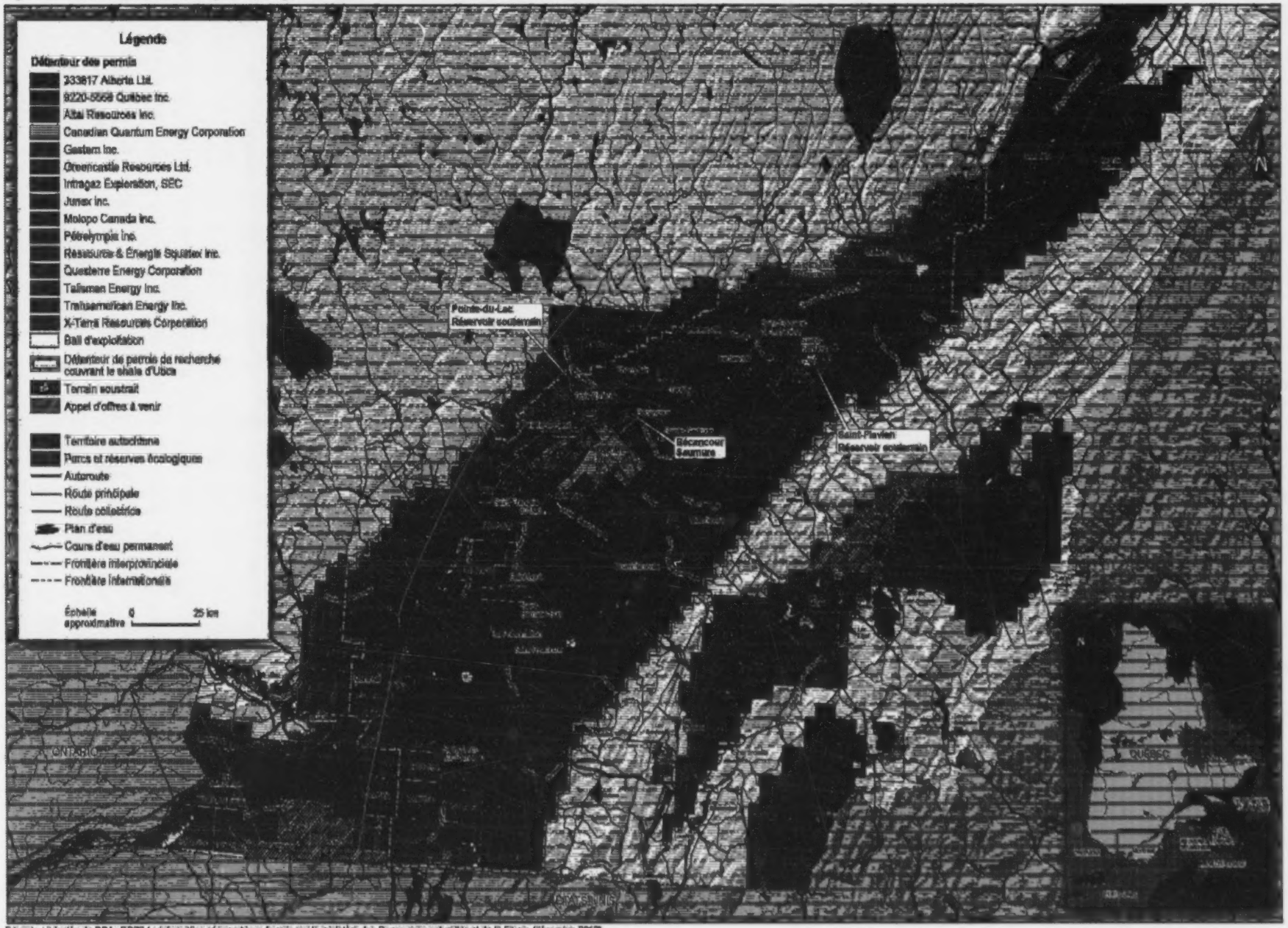
Chaque titulaire de permis doit payer à l'État des frais annuels et réaliser des travaux obligatoires d'exploration (études géologiques ou géophysiques ou des forages) pour maintenir en vigueur son permis. Aussi, le titulaire du permis de recherche doit remettre au ministre, dans les 30 jours précédant chaque année de validité de son permis, son programme de travaux d'exploration pour l'année à venir. Le coût minimum des travaux à exécuter est le suivant :

- la première année, le montant le plus élevé entre 0,50 $ l'hectare ou 3 000 $;
- la deuxième année, le montant le plus élevé entre 1 $ l'hectare ou 6 000 $;
- la troisième année, le montant le plus élevé entre 1,50 $ l'hectare ou 9 000 $;
- la quatrième année, le montant le plus élevé entre 2 $ l'hectare ou 12 000 $;
- la cinquième année, le montant le plus élevé entre 2,50 $ l'hectare ou 15 000 $;
- chaque période subséquente de renouvellement du permis, le montant le plus élevé entre 2,50 $ l'hectare ou 20 000 $.

Toutefois, les coûts des travaux d'exploration peuvent être regroupés sous un même permis si l'entreprise en possède plusieurs (*id.*, DT9, p. 16) ou peuvent être reportés aux années suivantes s'ils dépassent les coûts minima requis. Ainsi, 30 permis totalisant près de 5 000 km^2 en 2008 et 12 permis totalisant plus de 2 200 km^2 en 2009 ont fait l'objet de travaux (DQ37.1). Les titulaires de 82 permis en 2008 et de 70 permis en 2009 se sont prévalus des dispositions permettant le regroupement ou le report selon les dispositions prévues aux articles 180 et 181 de la *Loi sur les mines*.

1. En vertu des articles 62 à 67 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

Figure 11 Permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain – basses-terres du Saint-Laurent



Sources : adaptée de DB4; DQ33.1 ; information géographique fournie par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (décembre 2010).

La durée initiale du permis d'exploration est de cinq ans. Il est renouvelable annuellement jusqu'à cinq années supplémentaires ou plus s'il est démontré la présence d'indices sérieux quant à la présence de pétrole, de gaz naturel ou d'un réservoir souterrain économiquement exploitable[1]. Par ailleurs, au moment de la révocation d'un permis, un nouveau permis peut être accordé à une autre entreprise à la suite d'un appel d'offres (DQ28.2, p. 6 ; DB91).

Initialement, une distinction était faite entre la recherche de pétrole et de gaz et la recherche d'un réservoir souterrain. Depuis le 21 janvier 2010, le titulaire d'un permis de recherche de réservoir souterrain délivré avant cette date est réputé détenir un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain comme le prévoit l'article 154 de la *Loi modifiant la Loi sur les mines et la Loi sur les terres du domaine public* (chapitre 24 des lois de 1998) entré en vigueur par le décret 1380-2009 du 21 décembre 2009. Les permis de réservoirs souterrains sont de cette façon devenus des permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, sans coût supplémentaire.

Lorsqu'une entreprise possède son permis de recherche, elle, ou un opérateur avec qui elle a une entente, peut entreprendre des travaux d'exploration géologique, géophysique ou de forage (PR3, p. 12). La compilation sur les travaux réalisés est faite par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune et est disponible sur le site Web du Ministère par le système SIGPEG (DB24 ; DQ28.2, p. 3). Selon le représentant du Ministère, les informations demeurent confidentielles pendant trois ans après la réalisation des travaux (DQ28.1, p. 3).

Pour réaliser des activités géophysiques, l'entreprise doit demander un permis de levé géophysique au ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Ces levés visent à acquérir des connaissances sur les structures et les formations géologiques sous la surface du sol. En 2010, cinq permis ont été émis pour des levés de sismique réflexion réalisés dans les basses-terres du Saint-Laurent (DB24). Les analyses géologiques et les levés sismiques peuvent s'échelonner sur une période de quelques semaines à plusieurs mois (DB35, p. 24).

Par la suite, le forage d'un puits d'exploration peut être autorisé par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune qui prend connaissance du Programme d'implantation du puits fourni par l'entreprise et émet alors un permis de forage. Des distances séparatrices par rapport à divers éléments sensibles sont prévus dans le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*. Ce forage, s'il est localisé en milieu terrestre, n'est pas assujetti à l'obtention d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c. Q-2)[2]. Sur des terres agricoles, une demande d'implantation est adressée

1. Articles 169 et 169.1 de la *Loi sur les mines*.
2. Article 2 paragraphe 6 du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement* (c.Q2, r.1.001).

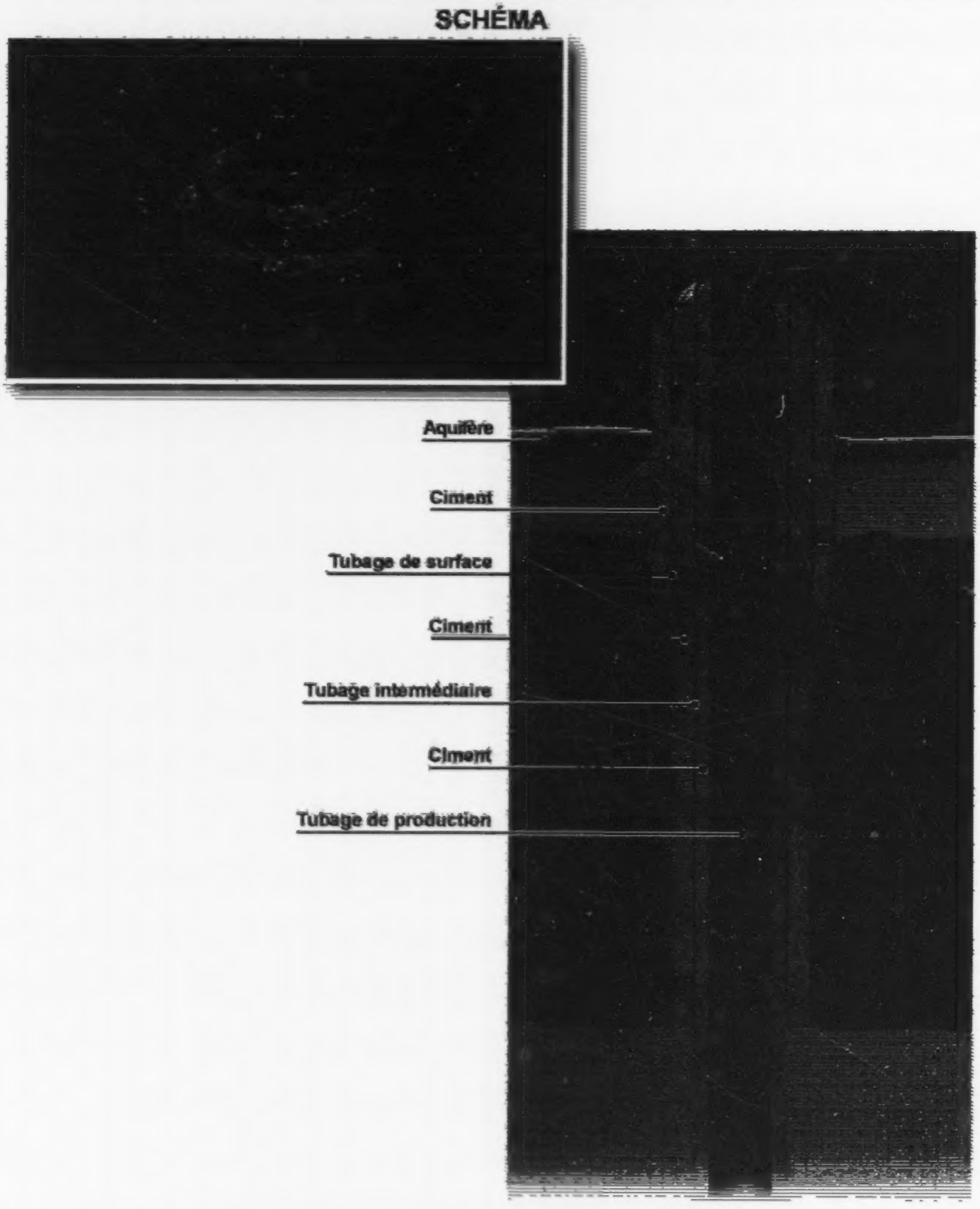
à la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ) qui rend une décision suivant la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* (L.R.Q., c. P-41.1). Jusqu'en octobre 2010, 29 décisions ont été rendues sans aucun refus (PR3, p. 21 ; Lévis Yockell, DT6, p. 73 et 77).

Le forage permet la récupération d'échantillons et l'acquisition de données sur le sous-sol (M. Jean-Yves Laliberté, DT3, p. 24). Le forage est réalisé grâce à un trépan fixé à une tige rotative, alors qu'une boue dense, constituée d'un mélange essentiellement d'eau et d'argile comme de la bentonite, est injectée. Au cours des travaux, trois tubages de différents diamètres sont successivement installés et fixés, soit du plus grand vers le plus petit : le tubage de surface qui vise à protéger et à isoler l'eau souterraine, le tubage intermédiaire et le tubage de production. Un ciment spécifique est coulé dans les espaces annulaires au fur et à mesure de l'installation des tubages. La conception du puits vise à éviter la migration de gaz ou de fluide vers les formations géologiques traversées et à protéger les aquifères d'une contamination (figure 12) (M. Brian Bohm, DT11, p. 9 et 16).

Un test d'intégrité du puits est réalisé pour vérifier la cimentation de chaque tubage et les résultats sont fournis au ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Le puits doit pouvoir résister à des fortes pressions et aucune perte de pression ne doit être enregistrée (M. Jean-Yves Laliberté, DT3, p. 62 ; M. Jean-Yves Lavoie, DT3, p. 84 et DT5, p. 71 à 75). En général, les puits atteignent 2 000 m de profondeur, avant d'entamer une courbure sur 200 m et d'être prolongés sur 1 000 m à l'horizontal, mais des puits uniquement verticaux peuvent également être forés (M. James Fraser, DT3, p. 50 et 51 et DT4, p. 18 et 19). Par la suite, des travaux de parachèvement du puits sont nécessaires. Une tête de puits reliant l'ensemble des coffrages et permettant d'assurer le contrôle du puits est finalement installée (M. Jean-Yves Laliberté, DT1, p. 18).

Les travaux de parachèvement d'un puits, soit sa complétion, consistent en la perforation du tubage de production et en la fracturation hydraulique, puis en la réalisation d'essais de production (M. Jean-Yves Lavoie, DT3, p. 90). Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune autorise les travaux par un permis de complétion alors que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs émet des certificats d'autorisation d'une part depuis octobre 2010, pour les travaux de fracturation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (DB6) et, d'autre part, pour l'installation d'une torchère ou d'un incinérateur en vertu de l'article 48 de la même loi. La torchère ou l'incinérateur brûlent le gaz naturel extrait au cours des essais pour évaluer la capacité de production et le potentiel de commercialisation d'un puits avant son raccordement éventuel à un gazoduc (DB6 ; DB1, p. 16 et 17).

Figure 12 Les différents coffrages d'un puits pour l'extraction du gaz



Source : adaptée de [en ligne (5 février 2011) : www.apgq-qogj.com/en/groundwater-protection-steps/].

Après la perforation du tubage, le puits est nettoyé avec une solution à base d'acide qui est neutralisée dans la formation (M^me^ Nabila Lazreg Larsen, DT5, p. 98). Par la suite, la fracturation hydraulique nécessaire pour augmenter la perméabilité du shale est effectuée par étapes en injectant à très haute pression essentiellement de l'eau avec du sable dans une proportion de 99,5 %. Le sable sert à maintenir ouvertes les fractures créées (M. Paul Meyers, DT3, p. 100). Il s'agit d'un mélange de plusieurs produits provenant de trois groupes de substances : des réducteurs de friction, des agents de récupération et des désinfectants. Le mélange est particulier pour chaque entreprise ; le nombre et la concentration de ces intrants varient en fonction des entreprises (M^me^ Isabelle Guay, DT2, p. 10). Pour les travaux d'exploration des dernières années, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a autorisé des prélèvements d'eau de surface (DB77). Les eaux de fracturation sont en partie récupérées dans des bassins et doivent être gérées selon la réglementation applicable.

Les travaux de forage doivent obligatoirement débuter dans l'année qui suit l'émission du permis et il n'y a pas de limite pour la durée des travaux de forage et de fracturation (DQ28.1, p. 32). L'expérience acquise dans le shale d'Utica montre que le forage d'un puits horizontal peut être réalisé dans un délai d'un mois, mais actuellement, en raison de la disponibilité des équipements, il peut se passer de six mois à un an avant que l'étape de fracturation d'une durée de deux semaines soit réalisée (M. Jean-Yves Lavoie, DT3, p. 90 et 91). Aussi, les activités de forage[1] et de complétion incluant la fracturation hydraulique[2], s'effectuent généralement sur une période de deux mois par puits (DM148, p.37). La période d'essai d'extraction de gaz de shale est au maximum d'un an[3]. L'aménagement des lieux et la réalisation des travaux de forage impliquent le transport des matériaux et des équipements par camion.

Il a été foré 29 puits d'exploration au Québec jusqu'à la fin de l'année 2010 et ciblant spécifiquement le shale d'Utica (figure 5). Sur ces 29 puits, 18 sont verticaux alors que 11 sont horizontaux (PR3, p. 4). La fracturation hydraulique a été réalisée sur 9 puits verticaux et 6 puits horizontaux (DQ33.1 ; DB59).

---

1. Le forage d'un puits gazier requiert généralement de 20 à 30 jours et les opérations s'effectuent de manière ininterrompue, soit jour et nuit, 7 jours sur 7 (DB1, p. 9 ; DM148, p. 37 ; M. Vincent Perron, DT2, p. 82). Au Texas, certains forages ont été réalisés sur une période variant de 10 à 14 jours (M. Calvin Tillman, rencontre du 26 septembre 2010 ; Quicksilver Resources, rencontre du 27 septembre 2010).
2. Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, les opérations de fracturation, incluant le transport de l'eau, sont normalement effectuées durant le jour (M. Vincent Perron, DT2, p. 82 et 83).
3. Article 71 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

L'exploitation

Pour exploiter le gaz naturel, l'entreprise doit avoir avisé au préalable le ministère des Ressources naturelles et de la Faune de la découverte d'un gisement et démontré que son exploitation sera économiquement rentable[1]. Elle doit ensuite demander un bail particulier. Selon le représentant du Ministère, la phase d'exploitation d'un puits débute lorsque le gaz extrait est vendu (M. Jean-Yves Laliberté, DT11, p. 60). L'exploitation d'un gisement suppose le forage de plusieurs puits à un même site. La technique du forage horizontal permet de regrouper les puits. Les mêmes contraintes et exigences mentionnées précédemment pour les forages d'exploration s'appliquent.

Au bail, d'une durée initiale de vingt ans et d'une superficie généralement comprise entre 2 km^2 et 20 km^2, est associé un loyer qui doit être payé annuellement au gouvernement (PR3, p. 14). Le montant du loyer est fixé à 2,50 $ par hectare en vertu de l'article 87 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*. Les résultats et autres rapports en lien avec le bail d'exploitation de pétrole et de gaz ne sont pas accessibles tant que ce bail reste en vigueur[2].

L'exploitation de la ressource gazière implique le versement d'une redevance au gouvernement établie entre 10 et 12,5 % de la valeur au puits[3].

La durée de la production de gaz naturel, et donc de l'exploitation, est estimée à une cinquantaine d'années, mais la production d'un puits est à son maximum au début de l'exploitation puis elle décline rapidement, soit jusqu'à 65 % dans la première année. Par la suite, le déclin serait beaucoup plus lent (M. James Fraser, DT3, p. 92 à 94 ; DB19). En fait, le puits reste en exploitation tant qu'il est économiquement viable et cette viabilité dépend notamment du prix du gaz naturel (M. James Fraser, DT2, p. 100 à 103).

L'exploitation n'est possible que si un réseau de collecte du gaz naturel sous la responsabilité des entreprises productrices est construit (M. Jean-Yves Lavoie, DT1, p. 19). Il n'y aucune disposition dans la *Loi sur les mines* et dans le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* en lien spécifiquement avec cette activité de collecte. Le gaz naturel produit est acheminé à des points de réception et avant d'être mis à la disposition d'un transporteur ou d'un distributeur dont le réseau pourrait être prolongé (M. Robert Rousseau, DT1, p. 80).

---

1. Article 194 de la *Loi sur les mines*.
2. Article 215 de la *Loi sur les mines*.
3. Article 104 paragraphe 2 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

Par ailleurs, la mise en production d'un puits gazier est assujettie à l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et nécessite que le titulaire du bail obtienne un certificat d'autorisation préalablement à la réalisation de ses travaux et activités (DB1, p. 43).

La fermeture et l'abandon

À la fin des travaux de forage ou de complétion, l'entreprise peut décider de fermer temporairement ou définitivement un puits. Un puits doit aussi être fermé définitivement avant la fin de la période de validité d'un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain ou d'un bail d'exploitation. L'entreprise est tenue de demander une autorisation pour fermer son puits au ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Des normes régissent la fermeture de puits. Ainsi, celui-ci doit être laissé dans un état qui empêche l'écoulement des liquides ou la fuite des gaz hors du puits[1].

Le dépôt d'une garantie financière est exigé depuis 1988 en vertu du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* pour éviter que le gouvernement ait à payer la fermeture d'un puits qui deviendrait orphelin (M. Jean-Yves Laliberté, DT10, p. 93). Cette garantie d'exécution, minimalement de 5 000 $ et au maximum de 150 000 $, est calculée au prorata de 10 % de la valeur prévue des travaux de forage. Elle est maintenue en vigueur tant que le puits n'est pas définitivement fermé (*id.*, DT2, p. 88), sauf pour les puits d'exploitation de gaz naturel puisque la garantie est libérée lorsque le montant cumulatif de la redevance atteint celui de la garantie exigée[2].

Également, en vertu des articles 184 et 206 de la *Loi sur les mines*, l'entreprise peut demander l'abandon de son droit, soit son permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, soit son bail d'exploitation. Elle peut ainsi être libérée de ses obligations si le ministère des Ressources naturelles et de la Faune considère comme acceptable la réalisation des travaux de fermeture (*id.*, DT3, p. 48). Le ministre autorise l'abandon après avoir consulté le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Par ailleurs, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs exige une caractérisation du site dans les six mois suivant la cessation des activités d'extraction en vertu de l'article 31.51 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et en lien avec le *Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains* [R.R.Q., c. Q-2, r. 18.1.01]. La remise en état implique notamment la gestion des matières résiduelles en vertu du

1. Articles 58 à 61 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.*
2. Article 18 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.*

Règlement sur l'enfouissement et l'incinération des matières résiduelles [R.R.Q., c. Q-2, r. 6.0.2] (DB1, p. 22 ; M. Martin Tremblay, DT2, p. 85 et 86).

L'entreprise est donc responsable du puits tant et aussi longtemps qu'il n'est pas définitivement fermé, abandonné et enregistré au Bureau de la publicité des droits (M. Jean-Yves Laliberté, DT2, p. 91).

Finalement, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune est responsable des puits orphelins et abandonnés. En 1999, il a appliqué un programme pour fermer adéquatement 22 puits en Gaspésie, pétroliers, gaziers ou autres, conformément à la réglementation en vigueur pour un montant de 95 000 $. Les réparations étaient limitées à la tête de puits (DB15 ; M. Jean-Yves Laliberté, DT3, p. 48).

La remise en état des sites d'exploitation, en lien avec un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel, n'est mentionnée dans aucune disposition de la *Loi sur les mines* et dans le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*. Toutefois, en territoire agricole, la CPTAQ exige une remise en état du site.

Chapitre 5 Les préoccupations et les opinions des participants

Le présent chapitre a pour objectif de présenter les préoccupations et les opinions des participants sur le développement de l'industrie du gaz de shale au Québec. La perception générale des participants sera d'abord abordée. Par la suite, les préoccupations liées au rythme du développement de cette industrie, au milieu biophysique et humain seront résumées. Suivront les préoccupations liées à l'économie et à l'encadrement de l'exploration et de l'exploitation de ce gaz. Le nombre de mémoires reçus fait en sorte qu'il n'est pas possible de citer individuellement tous les participants. Toutefois, la commission d'enquête prend en considération tous les points de vue.

Les perceptions générales

Dans l'ensemble, les perceptions sur le développement durable de l'industrie du gaz de shale au Québec sont divisées entre ceux qui sont en faveur, ceux qui demandent un moratoire et ceux qui rejettent totalement l'idée de cette filière énergétique.

Ceux en faveur appuient leurs arguments sur le potentiel des retombées économiques importantes de cette industrie et sur la nécessité d'assurer la sécurité énergétique du Québec. De plus, on avance que le gaz naturel est une énergie moins polluante que d'autres tels le mazout et le charbon (Association canadienne du gaz, DM46, p. 3 ; M. Richard Tremblay, DM179, p. 6). On ajoute qu'un cadre réglementaire approprié à l'industrie du gaz de shale pourrait minimiser les impacts sur l'environnement et sur la qualité de vie des citoyens (Association pétrolière et gazière du Québec, DM148, p. 24).

De leur côté, ceux qui demandent un moratoire et ceux qui rejettent complètement l'idée de cette activité déplorent le manque de connaissances sur l'exploration et l'exploitation du gaz de shale au Québec. Selon eux, cette position découle de considérations liées à la santé et la sécurité publique et environnementale, qui sont encore peu connues. L'impact de cette industrie sur l'approvisionnement en eau est la principale préoccupation (Ambioterra, DM38, p. 7 ; Coalition Eau Secours !, DM82, p. 3 ; Regroupement des organismes de bassins versants du Québec et les Organismes de bassins versants, DM96, p. 8). On semble peu satisfait des réponses données par l'industrie ou par le gouvernement. De plus, plusieurs estiment qu'un

moratoire permettrait de mener des études qui répondraient à certaines questions liées à la santé publique et à la protection de l'environnement.

En outre, certains déplorent l'absence d'étude d'impact disponible pour le Québec. Selon des participants, cette étude devrait être menée par une institution indépendante de l'État et des industries. Conséquemment, l'exploitation du gaz de shale devrait se faire en fonction des résultats de cette étude. On cite à plusieurs reprises l'étude d'impact faite par l'État de New York qui vise à faire la lumière sur le développement du gaz de shale sur son territoire (Regroupement des médecins pour un environnement sain, DM81, p. 2 ; Directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie, DM100, p. 16).

D'autres ont invoqué la nécessité de mener une évaluation environnementale stratégique (Environnement et développement Montérégie, DM8, p. 4 ; Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies énergétiques, DM178, p. xx ; Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec, DM132, p. 18). L'Ordre des ingénieurs du Québec souligne que cette approche « est bien implantée et largement utilisée dans beaucoup de pays industrialisés, incluant le Canada. Elle convient particulièrement bien à l'analyse globale de filières énergétiques » (DM187, p. 7).

Des participants considèrent que les entreprises d'exploration font preuve d'un manque de transparence qui nuit ainsi à l'acceptation sociale de l'exploitation du gaz de shale. Le Centre québécois du droit de l'environnement et la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement rappellent les principes de transparence et de participation reconnus dans la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau* et visant à renforcer leur protection (L.R.Q., c. C- 6.2) (DM94, p. 30). Selon des participants, les séances d'information organisées par l'Association pétrolière et gazière du Québec n'ont pas été de nature à rassurer la population. Ainsi, la Ville de Lévis propose de rendre disponible un plan de communication pour garantir la transparence de l'industrie (DM16, p. 20). De son côté, le Conseil du patronat du Québec suggère de créer des niveaux de divulgation de l'information pertinente, notamment en ce qui a trait à la qualité de l'eau (DM105, p. 11).

Des participants jugent trop court le délai octroyé et trop restreinte la portée du mandat que le gouvernement a confié au BAPE pour faire la lumière sur le développement durable de cette industrie au Québec. On présente à quelques reprises l'exemple du mandat sur le développement durable de la production porcine qui avait bénéficié d'un délai de plus de douze mois. D'autres réclament un mandat générique à la grandeur de la province. D'ailleurs, le Centre québécois du droit de

l'environnement et la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement déplorent les limites géographiques de l'actuel mandat (DM94, p. 9).

Le principe de précaution a été évoqué à maintes reprises (Étudiants à la maîtrise en sciences de l'environnement de l'Université du Québec à Montréal, DM173, p. 15 ; Ligue des droits et libertés, DM99, p. 18 ; M[me] Brigitte Prud'Homme, DM190, p. 8). Plusieurs considèrent que le développement de cette industrie va à l'encontre de ce principe. On reproche à l'industrie et au gouvernement d'agir trop rapidement et de ne pas prendre les mesures de précaution nécessaires pour s'assurer que cette industrie aura peu ou pas d'impact sur la santé publique et la qualité de l'environnement.

Enfin, plusieurs participants estiment que la direction prise par le gouvernement du Québec ne respecte pas le cadre réglementaire qu'il s'est donné dans le but de promouvoir le développement durable, notamment les seize principes de la *Loi sur le développement durable* (L.R.Q., c. 2-8.1.1).

Les prochaines sections approfondissent les diverses préoccupations et opinions émises par les participants.

Le rythme anticipé d'exploitation

Certains proposent de mettre en place des conditions d'implantation qui facilitent la croissance de cette industrie (Fédération des chambres de commerce du Québec, DM26, p. 6 ; Chambre de commerce et d'industrie du Bassin de Chambly, DM121, p. 5 ; Manufacturiers et exportateurs du Québec, DM194, p. 1). L'Association des ingénieurs-conseils du Québec estime que, « pour le génie-conseil, le marché des gaz de schiste représente un potentiel important au plan d'études environnementales dans un premier temps, et de planification et de réalisation d'infrastructures à l'étape de l'exploitation » (DM146, p. 12). Le Conseil patronal de l'environnement du Québec suggère « le développement d'un réseau local de fournisseurs et de services afin de soutenir les opérations » (DM60, p. 13).

Quelques participants citent l'étude menée par le Groupe Secor, commandée par l'Association pétrolière et gazière du Québec (M. François Caron, DM181, p. 8). Une entreprise membre de l'Association considère cette étude comme trop prudente, c'est-à-dire qu'elle ne tient pas compte des revenus économiques associés au transport, à l'entreposage et à la distribution du gaz naturel et que les retombées économiques seraient beaucoup plus importantes que prévues (Talisman Energy, DM147, p. 55).

De son côté, Équiterre cite l'Office national de l'énergie qui « souligne la difficulté d'évaluer la disponibilité du gaz de schiste au Canada » (DM167, p. 21). D'ailleurs, selon le Conseil du patronat du Québec, le développement actuel du gaz de shale au Québec, avec seulement 29 puits forés, ne permet pas encore d'affirmer la rentabilité du shale d'Utica (DM105, p. 15). Toutefois, ce dernier précise que « les promoteurs sont prêts à investir leur propre argent et celui de leurs coactionnaires dans une entreprise risquée dont ils assumeront les rendements et les risques » (DM105, p. 14). Ernst & Young désire « que le Québec se donne les moyens d'évaluer les possibilités et d'élaborer des méthodes de gestion des risques dans le respect de tous les intéressés » (DM116, p. 6). Ils sont plusieurs à croire au potentiel financier de cette industrie malgré le manque actuel de connaissances sur la disponibilité de la ressource (DnBNOR, DM41 ; Pareto Securities AS, DM42 ; SEB Enskilda, DM43 ; Dundee Capital Markets, DM77 ; Junex, DM136, p. 4 ; Talisman Energy, DM147, p. 4). Pour Junex, « le développement commercial des shales d'Utica offrirait au Québec une opportunité unique d'ouvrir à son économie un tout nouveau secteur industriel » (DM136, p. 7).

Plusieurs participants proposent plutôt d'attendre l'augmentation du prix du gaz naturel avant d'exploiter la ressource (Québec solidaire Nicolet-Yamaska, DM24, p. 8 ; Groupe de recherche appliquée en macroécologie, DM152, p. 4 ; Fédération des travailleurs et travailleuses du Québec, DM160, p. 4 ; Québec solidaire, DM66, p. 10).

Des participants sont préoccupés par le nombre de puits qui devraient être forés pour assurer la rentabilité de l'industrie (Municipalité de Saint-Marcel-de-Richelieu, DM49, p. 19 ; M. Guy Rochefort, DM127, p. 4 ; M. Dominic Champagne, DM144, p. 16 ; Étudiants à la maîtrise en sciences de l'environnement de l'Université du Québec à Montréal, DM173, p. 30). D'autres réclament un plan de développement qui s'étalerait sur plusieurs années (Groupe d'initiatives et de recherches appliquées au milieu, DM76, p. 22 ; Bebop et cie, DM117, p. 5 ; Table des préfets et élus de la Couronne Sud, DM158, p. 14). Selon la Table des préfets et élus de la Couronne Sud :

> La Table s'explique mal pourquoi, devant une opportunité aussi grande et des enjeux aussi importants, qu'il faille tant précipiter les choses au lieu de faire preuve de précautions et de bien gérer le cadre dans lequel évolueront les compagnies.
> (DM158, p. 14)

D'ailleurs, le développement rapide de l'industrie du gaz de shale inquiète d'autres participants (MRC de Nicolet-Yamaska, DM5, p. 6 ; MRC de Rouville, DM92, p. 5 ; Conseil régional de l'environnement Mauricie, DM170, p. 6 ; M. Claude Paré, DM180, p. 3). Pour les directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie :

> L'absence d'information sur le rythme de développement des activités liées aux gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent entrave l'évaluation des risques pour la santé des populations et des communautés concernées, en particulier en matière de gestion de l'eau, de risques technologiques et d'impacts psychologiques et sociaux.
> (DM100, p. 31)

Certains ont souligné le report des travaux de Talisman Energy et de Questerre Energy au mois d'octobre 2010, car ces derniers considéraient que la rareté de la main-d'œuvre spécialisée et le prix du gaz faisaient obstacle au développement du gaz de shale au Québec (Regroupement citoyen « Mobilisation gaz de schiste », DM163, p. 6 ; Équiterre, DM167, p. 22).

Intragaz note que :

> Présentement, nous dépendons de l'expertise, des biens et des services venant d'ailleurs. Il n'y a absolument rien qui nous empêche de développer notre propre expertise afin de devenir autonome et même d'offrir aux autres notre nouveau savoir-faire.
> (DM32, p. 4)

Pour d'autres participants, le développement de l'industrie du gaz de shale pourrait nuire aux activités économiques liées au tourisme (M. Serge Fortier, DM63, p. 10 ; M. Pierre Batellier, DM101, p. 5 ; Bebop et cie, DM117, p. 15 ; M[me] Catherine Valton, DM176, p. 3). Un entrepreneur témoigne de ses inquiétudes :

> Dans le cas de mon entreprise, cela remet en question un volet important de mon plan d'action, soit le développement de visites de la part d'éco-municipalités suédoises. Ce projet est donc abandonné puisqu'il est impossible de prévoir avec exactitude les activités de forage et que la présence de puits de forage – un usage industriel qui va à l'encontre de la vision des éco-municipalités – aurait pour effet de réduire ma crédibilité auprès de mes partenaires suédois.
> (Bebop et cie, DM117, p. 15)

Des participants sont inquiets de l'influence d'une exploitation gazière sur des baisses de valeur des propriétés. Ernst & Young est d'avis que cette préoccupation est légitime et exige des négociations entre les personnes touchées et l'industrie (DM116, p. 3).

La Fédération des chambres de commerce du Québec rappelle que l'industrie du gaz naturel au Québec existe depuis plusieurs années et que, « dans le présent débat, il y a donc lieu de remettre les choses en perspective et on ne doit donc pas parler de nouveauté en matière de forage pour trouver du gaz naturel en sol québécois, notamment en matière de forage horizontal » (DM26, p. 3).

Le gaz naturel peut combler les besoins énergétiques du Québec et ainsi créer un portefeuille énergétique plus diversifié, selon quelques participants (Gaz Métro, DM62, p. 3 ; Association des consommateurs industriels de gaz, DM137, p. 2 ; Manufacturiers et exportateurs du Québec, DM194, p. 1). La Fédération des chambres de commerce du Québec juge que les industries qui produisent de l'énergie à partir de ressources renouvelables « ne pourront pas suffire à l'ampleur de la demande, d'où l'importance de développer le gaz de shale » (DM26, p. 3). La Table de concertation de l'industrie métallurgique du Québec sur les gaz de schiste insiste sur l'importance du gaz naturel dans ses activités par la présentation de diverses utilisations de cette ressource (DM23, p. 2).

L'Association des consommateurs industriels de gaz suggère de valoriser le gaz naturel plutôt que le charbon ou le mazout. Elle a exposé que quelques-uns de ses membres sont intéressés à « convertir leur flotte de camions et autres équipements lourds au gaz naturel plutôt que de continuer à utiliser du diesel qui est beaucoup plus polluant » (DM137, p. 2). Pour Gaz Métro, le gaz naturel a un potentiel de substitution du mazout, ce qui permettrait d'améliorer le bilan environnemental du Québec (DM62, p. 4).

Des participants se préoccupent du statut transitoire ou de substitution du gaz naturel (Québec solidaire, DM66, p. 9 ; Parti vert du Québec, DM124, p. 14 ; Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec, DM132, p. 15 ; M^me^ Lise Thibault, DM139, p. 8 ; M^me^ Lucie Sauvé, DM145, p. 7 ; Ordre des ingénieurs du Québec, DM187, p. 6). Une participante pose cette question : « ne vaut-il pas mieux consentir pour l'instant à l'importation [de cette ressource] qui, de toute façon, pourrait s'avérer temporaire si nous entrons en transition énergétique ? » (M^me^ Lucie Sauvé, DM145, p. 7). Une autre considère que le gaz naturel comme énergie de transition ne constituerait qu'une solution de demi-mesure destinée uniquement à enrichir l'industrie gazière (M^me^ Lise Thibault, DM139, p. 9). Équiterre estime que le gaz naturel a un faible potentiel de substitution (DM167, p. 4). Greenpeace, qui affirme ne pas être opposé au gaz naturel, propose :

> Que [le] gaz naturel remplace temporairement des énergies fossiles (charbon, pétrole) plus émettrices de GES que le gaz, mais toujours dans une stratégie de transition vers l'élimination des énergies fossiles et nucléaires d'ici 2050 au niveau planétaire.
> (DM52, p. 5)

Le milieu biophysique

La qualité de l'eau potable

La contamination des réserves d'eau potable par les produits chimiques ajoutés au cours de la fracturation d'un puits est l'une des principales préoccupations de nombreux participants. Les informations fournies sur ces produits par les représentants de l'industrie ne sont pas suffisantes pour certains. Une citoyenne résume le manque de confiance ressenti par des participants :

> La banalisation des produits chimiques utilisés caractérisés comme des « produits qu'on retrouve en dessous de son évier » [...] ne m'inspire aucune confiance.
> (Mme Johanne Béliveau, DM118, p. 6)

Des participants signalent une certaine confusion quant aux produits chimiques utilisés au cours de la fracturation. Selon la source, il peut être ainsi question de 12, 40, 260 ou même 596 substances différentes (Association des étudiants de Polytechnique et Association des étudiants des cycles supérieurs de Polytechnique inc., DM135, p. 3 ; Groupe de recherche appliquée en macroécologie, DM152, p. 10).

Le Conseil du patronat du Québec est d'avis que le gouvernement doit solliciter un avis d'expert sur la toxicité et le niveau de risque que posent ces additifs chimiques pour la santé et l'environnement, étant donné l'importance des volumes potentiels (DM105, p. 10). Des investisseurs sensibles aux risques associés à la contamination des nappes phréatiques et à l'accès à une eau de qualité pour tous vont aussi dans ce sens : « nous croyons que la divulgation publique des produits chimiques utilisés lors des opérations de fracturation hydraulique devrait être obligatoire » (Regroupement pour la responsabilité sociale des entreprises et Bâtirente, DM143, p. 17).

L'Union des municipalités du Québec et la Communauté métropolitaine de Montréal recommandent aussi que « les entreprises transmettent au gouvernement et à la municipalité visée la liste complète des produits chimiques utilisés avec leur concentration lors de la phase de fracturation hydraulique » (DM95, p. 24). Le Comité de bassin de la rivière Chaudière propose de faire des tests de toxicité pour tous les produits non réglementés par le gouvernement (DM122, p. 6). De même, les directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie ont constaté qu'il n'existe pas de publication expliquant le « lien potentiel entre les composés rencontrés lors de l'exploitation des gaz provenant des shales et les effets sur la santé » (DM100, p. 13).

Selon des participants, le pourcentage ne rend pas bien compte des quantités utilisées et en fausse la perception (M. Pierre Brazeau, DM30, p. 7 ; Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM87, p. 6 ; Centre d'information sur l'environnement de Longueuil, DM150, p. 8).

L'Association des ingénieurs-conseils du Québec propose de réglementer l'utilisation de certains produits chimiques et de faire le suivi de la qualité de l'eau des puits dans les régions touchées (DM146, p. 9). De son côté, le Conseil du patronat du Québec estime « qu'une entité gouvernementale doit être pleinement renseignée sur la teneur exacte en produits chimiques dans les eaux de fracturation. En contrepartie, cette entité doit avoir l'obligation légale de protéger ce secret industriel » (DM105, p. 4).

Quelques participants s'inquiètent du fait que certains composés chimiques sont des perturbateurs endocriniens (M^me^ Luce Bérard, DM19, p. 6 ; AFEAS régionale Richelieu-Yamaska, DM27, p. 8 ; M. Edwidge Skulska, DM44, p. 5 ; M^me^ Marie-Ève Beaulieu, DM183, p. 3). Une citoyenne est préoccupée quant à l'influence négative que pourraient avoir certains composés chimiques durant la grossesse (M^me^ Luce Bérard, DM19, p. 7).

Des participants se préoccupent de la propagation de produits chimiques vers les nappes phréatiques par les fissures créées à la suite de la fracturation ou par les fissures naturelles. L'imperméabilité du shale a été quelques fois mise en doute (M. Christian Azar, DM1, p. 1 ; M. Denys Picard, DM34, p. 22 ; Coalition Eau Secours !, DM82, p. 6 ; Parti vert du Québec, DM124, p. 8 ; M. Alexandre Tremblay, DM159, p. 8). On cite l'étude du Cornell Fracture Group qui remet en question l'imperméabilité de la formation rocheuse endommagée par la fracturation (Parti québécois, DM192, p. 7). Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie :

> La faible viscosité du liquide fait en sorte qu'il peut facilement circuler dans les microfractures naturelles déjà présentes dans le schiste. Cette propriété intéressante pour la fracturation hydraulique devient un inconvénient majeur en cas de fuite, car il aura la propriété de facilement se diffuser dans la roche.
> (DM152, p. 10)

Statégies Saint-Laurent et le Regroupement des comités de zones d'intervention prioritaire craignent la contamination des nappes phréatiques par des eaux fossiles salées ou saumâtres en profondeur (DM126, p. 13).

Les ressources hydriques

Des participants sont préoccupés par les prélèvements de grands volumes d'eau par les industries gazières pour le forage et la fracturation hydraulique des puits. Cette

utilisation amène *ipso facto* certaines questions à l'égard de la disponibilité de cette ressource.

Un citoyen rappelle une étude de l'Organisation de coopération et de développement économique qui prédit que, d'ici 2030, 47 % de la population mondiale habitera dans une région où les ressources en eau ne suffisent plus aux besoins (M. Michel St-Pierre, DM74, p. 7). Conséquemment, plusieurs personnes sont préoccupées par l'utilisation importante d'eau pour l'étape de complétion d'un puits de gaz. Un citoyen résume ainsi la situation : « Ma principale préoccupation face à l'exploitation des gaz de schiste concerne l'utilisation irrespectueuse et abusive d'une ressource qui est un patrimoine de l'humanité » (M. Michel Pichet, DM3, p. 1). Un autre poursuit en indiquant qu'un habitant sur six n'a pas accès à l'eau potable sur la planète, « nous, de notre côté, nous en faisons disparaître des quantités astronomiques afin de produire des hydrocarbures » (M. Jacques Tétreault, DM111, p. 8).

Une citoyenne juge contradictoire le comportement des dirigeants politiques. En même temps qu'ils autorisent l'utilisation de grands volumes d'eau pour l'établissement d'un puits de gaz, ils « encouragent et subventionnent différents articles permettant de réduire la consommation d'eau de leurs contribuables : pommeaux de douche et toilette à faible débit, horaire d'arrosage des gazons, etc. » (M[me] Diane Beaudet, DM29, p. 3).

Des participants constatent que, dans certaines régions du Québec, les étés des dernières années ont été marqués par une nette diminution de la disponibilité en eau potable. Plusieurs affirment être inquiets du faible niveau du fleuve, des rivières et des nappes phréatiques. Équiterre indique que rien ne peut assurer que les volumes importants d'eau qui seront utilisés par l'industrie ne compromettront pas la disponibilité pour les autres usagers (DM167, p. 37). D'ailleurs, depuis le début du forage d'un puits dans sa région, un propriétaire d'une pépinière et d'une bleuetière a constaté une baisse de pression d'eau (M. Philippe Gingras, DM155, p. 1).

La MRC des Maskoutains est préoccupée par l'origine et le volume d'eau qui est nécessaire pour la fracturation :

> D'où proviendra cette eau ? Cette grande consommation ne risque-t-elle pas de compromettre les usages essentiels au développement de notre territoire tels que l'eau nécessaire à la consommation humaine, à la consommation du bétail, à l'irrigation des terres et à l'industrie agroalimentaire. [...] Or, on sait que, durant l'été, la Ville demande aux résidants de limiter leur consommation d'eau à cause du bas niveau de la rivière Yamaska.
> (MRC des Maskoutains, DM22, p. 9)

Selon l'Association des étudiants de Polytechnique et Association des étudiants des cycles supérieurs Polytechnique inc., « les municipalités de Lotbinière sont confrontées à des problèmes d'approvisionnement en eau potable dans le bassin versant de la rivière du Chêne » (DM135, p. 11). De plus, les directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie, le Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches et le Comité de bassin de la rivière Chaudière ont rappelé que, selon une étude publiée en 2010 par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, « les nappes phréatiques des basses terres du Saint-Laurent ne seraient pas assez productives pour fournir les volumes d'eau requis lors des étapes de fracturation » (DM100, p. 12 ; DM122, p. 5 ; DM134, p. 15). Les directions de santé publique présentent aussi quelques résultats de l'étude de l'Institut national de la santé publique qui montrent que les grandes quantités d'eau nécessaires pour la fracturation ajouteraient une pression supplémentaire sur la ressource et influenceraient le débit d'eau destiné à la consommation humaine (DM100, p. 12).

Le Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement Maskoutain considère que la méthode utilisée pour le calcul des débits d'étiage n'est plus appropriée (DM109, p. 30). Le Parti vert du Québec propose plutôt « une méthode de calcul du débit minimum essentiel basée sur un modèle écohydraulique [...] [qui] procurerait de meilleurs résultats que les méthodes de débit réservé et du $Q_{2\text{-}7}$ qui sont désuètes » (DM124, p. 12).

Selon certains participants, le tarissement de cours d'eau attribuable à des travaux de forage pourrait être néfaste pour la reproduction de certaines espèces de poissons (Parti vert du Québec, DM124, p. 12 ; Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM87, p. 5 ; Organisme de bassins versants de la zone du Chêne, DM162, p. 4).

La Conférence régionale des élu(e)s de la Chaudière-Appalaches recommande d'établir une réglementation sur l'industrie gazière pour « les prélèvements en eau et les façons de mitiger ces impacts en fonction des périodes de prélèvement dans l'année » (DM131, p. 4). La municipalité de Saint-Marcel-sur-Richelieu propose, en premier lieu, une évaluation des capacités d'approvisionnement en eau pour répondre aux besoins des citoyens, des animaux d'élevage ou domestiques, de l'irrigation en agriculture et pour toutes autres fins résidentielles, commerciales ou industrielles (DM 49, p. 26).

Le Comité de bassin de la rivière Chaudière et le Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches suggèrent de tenir compte des débits d'un cours d'eau avant d'autoriser le prélèvement (DM122, p. 6 ; DM134, p. 19). Gastem recommande aussi

de prélever au moment de la période de l'année durant laquelle le débit des rivières est le plus élevé (DM168, p. 11).

Les entreprises veulent valoriser différentes stratégies pour éviter d'utiliser l'eau potable destinée aux citoyens. L'Association canadienne des producteurs pétroliers et la Canadian Society for Unconventional Gas proposent, dans certaines conditions, une méthode de fracturation autre qu'hydraulique :

> Ces stratégies comprennent l'utilisation d'eau souterraine non potable plutôt que d'eau potable, le recyclage des fluides de fracturation utilisés et de l'eau produite pour réduire l'utilisation d'eau potable, et dans certaines situations, l'utilisation de fluides autres que l'eau dans le processus de fracturation hydraulique.
> (DM73, p. 6)

Pour plusieurs, la demande de grands volumes d'eau par les industries pour le forage et la fracturation hydraulique des puits incite à cartographier les zones aquifères et les nappes phréatiques du Québec. Cette méconnaissance inquiète :

> La province de Québec ne connaît pas de façon précise les quantités disponibles de ses ressources en eau de surface et souterraines. Alors, comment le gouvernement peut-il affirmer que les prélèvements d'eau de l'industrie des gaz de shale n'auront aucune incidence sur les réserves en eau ?
> (Réseau environnement, DM59, p. 10)

L'Organisme de bassins versants de la zone du Chêne reconnaît aussi qu'il y a un manque de connaissances sur l'état et la vulnérabilité des ressources en eaux souterraines et de surface dans la zone du Chêne (DM162, p. 5). Le Centre d'information sur l'environnement de Longueuil et le Conseil régional de l'environnement Mauricie soulèvent également cette question (DM150, p. 5 ; DM170, p. 4).

Des participants reprochent au ministère des Ressources naturelles et de la Faune de ne pas attendre les conclusions d'une étude sur la vulnérabilité des eaux souterraines de la Montérégie-Est dont le rapport est attendu pour 2012-2013 (Conseil régional de l'environnement de la Montérégie, DM8, p. 10 ; MRC des Maskoutains, DM22, p. 9 ; Directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie, DM100, p. 12 ; Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines, DM103, p. 7 ; Comité de bassin de la rivière Chaudière, DM122, p. 4).

Le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines fait remarquer que « les études hydrogéologiques se limitent à moins de 100 m sous la surface, soit la zone généralement exploitée pour l'eau souterraine » (DM103, p. ii). Or, l'exploitation du gaz se ferait à un niveau plus profond, une zone où il y a très peu de données hydrologiques disponibles. Il recommande de rendre disponibles les

données recueillies par l'industrie « pour mieux comprendre la dynamique hydrique des formations entre 100 et 1 000 m » (DM103, p. 13).

La gestion des matières résiduelles et des eaux usées

Des appréhensions quant à la gestion des matières résiduelles et au traitement des eaux usées sont soulevées par plusieurs participants. Selon eux, ces résidus doivent être traités adéquatement par l'industrie avant de les diriger vers les infrastructures municipales. De plus, ils recommandent que le coût de la gestion des matières résiduelles et des eaux usées soit entièrement payé par l'industrie (Réseau environnement, DM59, p. 10 ; Groupe d'initiatives et de recherches appliquées au milieu, DM76, p. 9 ; Comité de bassin de la rivière Chaudière, DM122, p. 8 ; Association des étudiants de Polytechnique et Association des étudiants des cycles supérieurs de Polytechnique inc., DM135, p. 7 ; M. Dominic Champagne, DM144, p. 22 ; Association des ingénieurs-conseils du Québec, DM146, p. 9).

La capacité des infrastructures municipales à traiter les matières résiduelles des activités d'exploitation du gaz de shale inquiète plusieurs participants (Conseil régional de l'environnement de la Montérégie, DM8, p. 9 ; Municipalité de Saint-Marcel-de-Richelieu, DM49, p. 32 ; MRC de Bécancour, DM55, p. 9 ; Union des municipalités du Québec et Communauté métropolitaine de Montréal, DM95, p. 8 ; M. Gaston Cadrin, DM107, p. 9 ; Confédération des syndicats nationaux, DM106, p. 11 ; M. Dominic Champagne, DM144, p. 22 ; Nature Québec et STOP, DM166, p. 36). L'Alliance des villes des Grands Lacs et du Saint-Laurent cite le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire qui montre que seulement onze municipalités pourraient traiter les eaux usées générées par l'industrie (DM161, p. 6). Plusieurs se demandent si les installations municipales sont en mesure de traiter les additifs chimiques présents dans les eaux usées (Environnement et Développement Montérégie, DM8, p. 9 ; Environnement Jeunesse, DM172, p. 17). Nature Québec et STOP mentionnent qu'un traitement tertiaire (ou avancé) des eaux est nécessaire pour réduire la quantité de ces composés (DM166, p. 30). D'autres se demandent si la capacité résiduelle des stations d'épuration sera réduite pour satisfaire les besoins de l'industrie (Ambioterra, DM38, p. 7 ; Union des municipalités du Québec et Communauté métropolitaine de Montréal, DM95, p. 8 ; Centre d'information sur l'environnement de Longueuil, DM150, p. 6).

Certains sont préoccupés par la salinité élevée des boues de forage et des fluides de reflux (M. Dominic Champagne, DM144, p. 20 ; Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM87, p. 7). D'autres manifestent leur inquiétude à propos d'éléments radioactifs présents dans les boues de forage et les eaux résiduelles (Ambioterra,

DM38, p. 7 ; M. Denys Picard, DM34, p. 9 ; Mouvement pocatois de mobilisation contre les gaz de shale, DM112, p. 3 ; M[me] Graciela Schwartz, DM151, p. 15).

Les directions de santé publique de Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie proposent d'« instaurer un programme de caractérisation des quantités et de la qualité des boues et des eaux de forage et de fracturation » (DM100, p. 18).

Des participants sont préoccupés de l'utilisation des boues usées issues des forages pour en faire des composts, des amendements pour les sols agricoles ou comme matériau de recouvrement pour les lieux d'enfouissement (M[me] Luce S. Bérard, DM19, p. 6 ; Conférence régionale des élu(e)s de la Chaudière-Appalaches, DM131, p. 20). La Ville de Lévis recommande plutôt d'acheminer les boues de forage « vers un site d'enfouissement opéré par une compagnie privée, réglementé et contrôlé par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs » (DM16, p. 7).

La qualité de l'air

La qualité de l'air à proximité des puits inquiète des participants (Comité de citoyens responsables de Nicolet-Yamaska et de la ville de Bécancour, DT21, p. 12 ; Ambioterra, DM38, p. 7 ; M. Edwidge Skulska, DM44, p. 3 ; MRC de Bécancour, DM55, p. 10 ; Comité 100 % Écolo, DM57, p. 9). Un citoyen résume ainsi ses préoccupations : « D'autres gaz sont-ils aussi relâchés lors de l'extraction du gaz ? A-t-on recensé les cas de désordres pulmonaires et neurologiques qui ont été rapportés aux États-Unis ? Quelles quantités de diesel sont relâchées lors des travaux de forage et de fracturation ? Et les fuites ? ». Il souligne aussi qu'en septembre 2010 le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs avait constaté une fuite de gaz naturel sur un lieu de forage situé à Saint-Grégoire (M. Dominique Champagne, DM144, p. 24).

Le smog qui pourrait se retrouver autour des forages inquiète également (Les Ami(e)s du Richelieu, DM14, p. 1 ; Association des étudiants de Polytechnique et Association des étudiants des cycles supérieurs Polytechnique inc., DM135, p. 9). La présence de benzène dans l'air de la ville de Dish au Texas est aussi évoquée (Association des étudiants de Polytechnique et Association des étudiants des cycles supérieurs Polytechnique inc., DM135, p. 9). Bien que l'industrie souligne l'absence de sulfure d'hydrogène dans le méthane du shale d'Utica, certains restent tout de même sceptiques (Bebop et cie, DM117, p. 21 ; Table des préfets et élus de la Couronne Sud, DM158, p. 11 ; Environnement Jeunesse, DM172, p. 10).

Les torchères amènent certains questionnements (MRC de Bécancour, DM55, p. 10). De plus, deux citoyens témoignent : « Pendant six jours, nous avons été fortement intoxiqués par les émanations de monoxyde de carbone des moteurs diesel et par la machinerie lourde très nombreuse qu'il est anormal de retrouver dans le village d'une municipalité agricole » (M[me] Odette Larin et M. Roland Larin, DM39, p. 3).

Le Conseil patronal de l'environnement du Québec souligne que l'industrie gazière est tenue de respecter le *Règlement sur la déclaration de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* et le *Règlement sur la qualité de l'atmosphère* [R.R.Q., c. Q-2, r. 20]. Par conséquent, elle a l'obligation de déclarer ses émissions (DM60, p. 11). Toutefois, « les exigences liées à ces torchères [n'étant pas] uniformes d'une direction régionale à une autre, il serait souhaitable d'uniformiser les règles applicables à l'utilisation des torchères » (*ibid.*, p. 12).

La dispersion des contaminants atmosphériques préoccupe certains :

> Et je m'inquiète des impacts des matières volatiles qui affecteront la qualité de l'air et qui voyageront elles aussi dans l'atmosphère, et peut-être même qui retourneront à la surface un peu plus loin. En cas de contamination, les impacts sur la santé pourraient être très importants à long terme.
> (M[me] Marianne Papillon, DM20, p. 3)

Le Regroupement des médecins pour un environnement sain cite l'étude menée par le New York State Department of Environmental Conservation qui a montré que les concentrations de certains contaminants tels que le formaldéhyde pourraient dépasser les critères de sécurité de cet État (DM81, p. 4).

Les directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie proposent de modéliser l'exposition aux principaux contaminants, notamment les particules fines, les composés organiques volatils, les hydrocarbures aromatiques polycycliques, l'oxyde d'azote, l'oxyde de soufre et les aldéhydes (DM100, p. 10). Elles recommandent aussi d'attester que les critères de qualité de l'air du *Règlement sur la qualité de l'atmosphère* et du *Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère* sont respectés. Toutefois, les conditions d'exposition étant peu connues, elles estiment difficile *a priori* d'évaluer « le risque associé à leur exposition en lien avec l'exploitation et l'exploration de gaz de schiste » (*ibid.*, p. 20).

Les émissions de gaz à effet de serre

Des participants s'inquiètent de la capacité du Québec à respecter ses engagements pour la réduction des émissions de GES. Selon le Centre québécois du droit de l'environnement et la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement,

« les impacts de l'exploitation des gaz de schiste sur les émissions de gaz à effet de serre, et donc de la capacité du Québec de rencontrer la cible de 20 % de réduction de GES dont il s'est doté, doivent être évalués » (DM94, p. 36). Pour Équiterre, la combustion des carburants est la cause principale de l'émission des GES et, conséquemment, des changements climatiques :

> En ne faisant que se substituer aux importations de gaz naturel de l'ouest du Canada, Équiterre est d'avis que l'exploitation éventuelle des gaz de schiste nuirait aux efforts du Québec en matière de lutte aux changements climatiques et ne voit pas en quoi elle pourrait s'inscrire, au Québec, dans une vision de développement durable.
> (D167, p. 40)

Certains participants ont rappelé que le Québec a adopté le *Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques* qui vise une réduction de 6 % des émissions de GES (M. Claude Villeneuve et M. Olivier Riffon, DM72, p. 7 ; Conseil régional de l'environnement Mauricie, DM170, p. 5 ; Association de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies énergétiques, DM178, p. 19). Ainsi, « De quelle façon le gouvernement du Québec entend-il tenir compte de cette nouvelle filière dans l'application de son plan de réduction d'émissions de gaz à effet de serre ? » (Conseil régional de l'environnement Mauricie, DM170, p. 5).

De plus, quelques-uns rappellent qu'à Copenhague le Québec a affirmé vouloir réduire de 20 % sa production de GES d'ici 2020 (Québec solidaire Nicolet-Yamaska, DM24, p. 5 ; M. Claude Villeneuve et M. Olivier Riffon, DM72, p. 7 ; Confédération des syndicats nationaux, DM106, p. 12 ; Collectif de recherche étudiant sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, DM171, p. 5). Québec solidaire fait la recommandation suivante : « que tout développement de la filière des gaz de schiste soit précédé d'une évaluation rigoureuse de ses impacts sur les émissions de gaz à effet de serre du Québec » (DM66, p. 11). L'Association de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies énergétiques soulignent aussi que le Québec est membre de la Western Climate Initiative (DM176, p. 54). À quelques reprises dans les mémoires, on cite l'étude préliminaire dirigée par Robert W. Howarth et David R. Atkinson de Cornell University, qui ont prétendu que les émissions de GES provenant de l'exploitation du gaz de shale étaient plus importantes que celles issues de l'exploitation classique du gaz naturel. Greenpeace recommande de « renoncer à tout projet dont les conséquences reviendraient à augmenter la quantité de gaz à effet de serre produit au Québec » (DM52, p. 3).

Des participants sont préoccupés par le potentiel de réchauffement plus grand du méthane qui s'échappe dans l'air par rapport à celui du carbone (Union des municipalités du Québec et Communauté métropolitaine de Montréal, DM95, p. 25 ;

Mouvement pocatois de mobilisation contre les gaz de shale, DM112, p. 4 ; Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec, DM132, p. 15).

Toutefois, pour certains, le gaz naturel est une source d'énergie relativement propre (Association canadienne du gaz, DM46, p. 3 ; Chambre de commerce et de l'industrie de Chambly, DM121, p. 6 ; Gaz Métro, DM62, p. 18 ; Talisman, DM147, p. 44 ; M. Richard Tremblay, DM179, p. 6). Pour Questerre Energy, le gaz naturel présente les incidences les plus faibles en matière d'émission de GES par rapport aux autres types de combustibles fossiles tels que le mazout et le charbon (DM129, p. 12). Plusieurs autres rapportent que l'exploitation au Québec du gaz naturel limitera les émissions occasionnées par l'acheminement du gaz par gazoduc de l'ouest du Canada (Conseil patronal de l'environnement du Québec, DM60, p. 14 ; Ernst & Young, DM116, p. 4 ; Questerre Energy, DM129, p. 13 ; Junex, DM136, p. 8 ; Association des ingénieurs-conseils du Québec, DM146, p. 10 ; Association pétrolière et gazière du Québec, DM148, p. 60 ; Manufacturiers et Exportateurs de la Mauricie et du Centre-du-Québec, DM198, p. 6). Selon l'Ordre des géologues du Québec :

> Comme notre société utilise des combustibles fossiles, il faut comprendre que l'utilisation éventuelle de cette ressource ne modifie pas les émissions de façon intrinsèque. En effet, l'utilisation de gaz produit au Québec ne ferait que remplacer l'utilisation de combustibles importés d'ailleurs.
> (DM123, p. 3)

La Table de concertation de l'industrie métallurgique du Québec sur les gaz de schiste suggère que « certaines industries pourraient utiliser le gaz naturel pour remplacer en partie ou en totalité une autre source de combustible et ainsi réduire leur empreinte écologique en réduisant les émissions de gaz à effet de serre » (DM23, p. 2). La Fédération des chambres de commerce du Québec appuie aussi cette idée (DM26, p. 12). L'Association canadienne du gaz fait la proposition suivante :

> La meilleure façon de répondre aux besoins d'énergie et de réduire les GES consiste à adopter une approche intégrée et localisée, en utilisant le type d'énergie le plus adapté à chaque application, en gérant et en récupérant les surplus de chaleur, en convertissant les déchets en énergie et en intégrant les sources d'énergie renouvelable dans les réseaux de distribution.
> (DM46, p. 4)

Pour le Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches, « les rapports d'inventaire des gaz à effet de serre produit lors des activités d'exploration et d'exploitation des gaz de schiste doivent être corrigés de façon à intégrer les émissions de gaz à effet de serre de toute activité adjacente à l'industrie des gaz de schiste » (DM134, p. 20).

Selon le Parti vert du Québec :

> Si le recours au gaz naturel est incontournable dans la transition vers une société décarbonée, son utilisation doit se faire là où elle sera le plus efficace dans la réduction des GES. Dans le même ordre d'idée, la source de ce gaz naturel devra être choisie judicieusement de manière à optimiser l'atteinte d'un but général de préserver la stabilité de l'état actuel du système climatique.
> (DM124, p. 22)

Les risques technologiques et sismiques

Des participants sont inquiets de la qualité du béton qui sert au coffrage des puits et de l'étanchéité (M. Jeannot Caron, DT15, p. 64 ; Québec solidaire Nicolet-Yamaska, DM24, p. 7 ; M. Pierre Bluteau, DM58, p. 3 ; Réseau Environnement, DM59, p. 11 ; M[me] Johanne Béliveau, DM118, p. 8 ; Parti vert du Québec, DM124, p. 10 ; M. Dominic Champagne, DM144, p. 23). L'Association des ingénieurs-conseils du Québec recommande d'isoler la section supérieure des puits verticaux du sol « par des coffrages en acier cimentés en place et dont l'étanchéité doit être testée par des professionnels compétents et indépendants » (DM146, p. 8). Elle ajoute que les travaux de fracturation se font à des profondeurs de 1 000 à 3 000 m, en dessous des nappes phréatiques situées à environ 100 m sous la surface du sol. Selon le Conseil patronal de l'environnement du Québec, les procédures de vérification obligatoire permettent d'assurer l'étanchéité des cloisons et de rapidement corriger un éventuel problème au moment de la cimentation (DM60, p. 3). Gastem propose « la mise en place d'un mécanisme de contrôle de l'intégrité du coffrage et de la cimentation (*cement bond log*). Le résultat de ce test devrait être transmis au ministère [des Ressources naturelles et de la Faune] en même temps que les rapports quotidiens d'opération » (DM168, p. 11).

Certains sont préoccupés par l'étanchéité des bassins de rétention recevant les eaux usées et le risque de leur débordement (M[me] Noémie Trépanier-Bessette, DT15, p. 9 ; M. Serge Fortier, DM63, p. 6 ; Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM87, p. 7 ; Union des municipalités du Québec et Communauté métropolitaine de Montréal, DM95, p. 21 ; Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines, DM103, p. 14 ; Mouvement pocatois de mobilisation contre les gaz de shale, DM112, p. 2 ; Parti québécois, DM192, p. 11). Le Groupe de recherche appliquée en macroécologie soulève plusieurs questions à ce propos : « dans quelles proportions ces bassins seront-ils à long terme suffisamment sécuritaires ? Particulièrement au Québec avec l'hiver qui impose des contraintes supplémentaires à ce type de bassin. Quelle est la durée de vie des membranes géotextiles utilisées ? » (DM152, p. 10).

La question du climat québécois est abordée par quelques participants qui sont préoccupés par la quantité de neige, le froid intense et le vent qui pourraient avoir des

impacts sur les méthodes de travail autour du puits et augmenter le risque d'accident (M[me] Luce S. Bérard, DM19, p. 3 ; Groupe de recherche appliquée en macroécologie, DM152, p. 11 ; Comité de citoyens responsables de Nicolet-Yamaska et de la ville de Bécancour, DM188, p. 3).

Une autre préoccupation des participants concerne la mise en place de plans d'urgence dans l'éventualité d'un incident au cours du forage d'un puits et de son activité. Ils ont l'impression qu'il n'existe aucun plan d'urgence précis pour faire face à d'éventuels incidents. Des citoyens font la réflexion suivante :

> Nous avons demandé ce qui se passerait si un problème arrivait au puits, feu, explosion ou autre. La réponse fut très claire aux deux occasions : nous devions évacuer sur un périmètre de 4 km et les secours viendraient de Nouvelle-Écosse ou d'Alberta. Pas très rassurant ce genre de réponse.
> (M. Bernard Regimbeau et M[me] Lyne Audet, DM2, p. 1)

Les directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie recommandent de tenir compte de la localisation des puits et des distances séparatrices pour réduire les impacts dans les schémas d'aménagement des municipalités. Pour le Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs, « il revient au secteur privé de développer des plans d'urgence adéquats et d'assurer leur coordination avec ceux des autorités publiques concernées » (DM36, p. 8). De plus, il recommande au gouvernement d'élaborer un cadre qui intégrerait les concepts ALARA (*as low as reasonably achievable*) et qui mènerait à l'acceptabilité des risques. Toujours selon le Conseil :

> Dans le cadre du projet de développement des gaz de shale, les différents acteurs locaux devraient s'assurer d'être en mesure de réagir correctement en cas d'accident. La revue périodique de la disponibilité des ressources (humaines et matérielles) pour une intervention efficace et la tenue d'exercices conjoints permettraient d'ajuster les procédures d'intervention selon les expériences vécues sur le terrain.
> (*Ibid.*, p. 9)

Le Conseil du patronat du Québec fait la recommandation suivante :

> Pour pousser d'un cran le degré de préparation en cas d'accident industriel relatif au gaz de shale, l'industrie et l'Organisation de la sécurité civile du Québec pourraient planifier des mesures d'urgence permettant de mobiliser rapidement toutes les ressources requises dans l'industrie et chez ses fournisseurs spécialisés, dans les municipalités, dans le réseau de la santé et au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs pour faire face aux différents types d'accidents possibles et intervenir en temps utile.
> (DM105, p. 10)

Le Conseil patronal de l'environnement du Québec suggère que les industries soient tenues de mettre en place des mesures de gestion des risques pour éviter la dégradation de l'environnement et protéger la santé et la sécurité (DM60, p. 2). D'ailleurs, une entreprise gazière propose de présenter au ministère des Ressources naturelles et de la Faune un rapport des rencontres qu'elle a tenues avec la municipalité à ce sujet :

> Ce rapport devra démontrer qu'il y a bel et bien eu des rencontres et que les intervenants (pompiers ou pompiers volontaires, police, ambulance et autres) ont été contactés, ont reçu l'information nécessaire et sont en mesure d'intervenir dans le cas fort peu probablement d'un accident important.
> (Gastem, DM168, p. 8)

Certains sont sceptiques quant à l'absence présumée d'impact du dynamitage souterrain au moment des tests sismiques et de la fracturation hydraulique sur les nappes aquifères (Association des étudiants de Polytechnique et Association des étudiants des cycles supérieurs de Polytechnique inc., DM135, p. 5). Conséquemment, on s'inquiète de la migration éventuelle du méthane à travers les fissures créées au cours de la fracturation hydraulique (M[me] Éloïse Simoncelli-Bourque et autres, DM13, p. 1 ; Stratégie Saint-Laurent et le Regroupement des comités de zones d'intervention prioritaire, DM126, p. 12). Selon le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines :

> La fracturation hydraulique de l'unité de shale mentionnée plus haut vise à augmenter considérablement sa perméabilité, permettant ainsi au gaz de s'en échapper [...]. Une différence possiblement importante est que la perméabilité du shale sera alors augmentée et que les fluides pourront alors y circuler plus facilement qu'auparavant. Ces fluides pourront inclure le gaz résiduel dans le shale, ainsi que des eaux souterraines à salinité élevée (parfois des saumures) présentes dans des unités sous-jacentes au shale.
> (DM103, p. 15)

Les glissements de terrain, l'affaissement de sols et les tremblements de terre sont aussi une source d'inquiétude pour des participants (M[me] Michelle Martineau, DM6, p. 2 ; Ville de Lévis, DM16, p. 4 ; Ambioterra, DM38, p. 6 ; Union des municipalités du Québec et Communauté métropolitaine de Montréal, DM95, p. 28 ; Parti vert du Québec, DM124, p. 11 ; M. Dominic Champagne, DM144, p. 9 ; M[me] Graciela Schawtz, DM151, p. 3 ; Le Comité de citoyens responsables de Nicolet-Yamaska et de la ville de Bécancour, DM188, p. 3). On cite l'exemple du glissement de terrain de Saint-Jude (M. Dominic Champagne, DM144, p. 9).

Géophysique GPR International inc. estime que sa procédure de sondage sismique a peu d'impacts environnementaux (DM165, p. 5). D'un autre côté, un citoyen témoigne :

> J'étais au sous-sol, dans la chambre froide. J'ai senti un impact sur la maison. [...] Et j'étais sûr qu'il y avait quelque chose qui venait de casser dans la maison. [...] C'était [la compagnie de forage] qui avait fait les implosions. [...] Ça m'a causé un désastre. L'impact a fait décoller [l'accumulation de sédiments, qui a traversé] le préfiltre de la pompe, dans la valve de retenue de pression. [...] Le filtreur est tout encrassé. [...] Il y avait des fissures dans mon solage.
> (M. Jean-Robert Tarte, DT17, p. 52)

Des participants s'inquiètent du trafic lourd généré par le développement d'un puits de gaz (M[me] Madeleine Bélisle, DM79, p. 9 ; M. Dominic Champagne, DM144, p. 24 ; M. Bob Lemay, DM154, p. 3). Pour éviter les risques de déversement d'eaux usées ou de produits chimiques en cas d'accident de la route, la municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu recommande l'utilisation de véhicules-citernes à double paroi (DM87, p. iii).

Quelques participants estiment que les entreprises gazières font peu d'effort pour assurer la sécurité autour de leur terrain (M[me] Noémie Trépanier-Bessette, DT15, p. 9 ; M. Serge Fortier, DM63, p. 6). Une citoyenne souligne : « si j'ai une piscine creusée dans ma cour, je suis tenue d'installer une clôture tout autour de mon terrain. [...] . À St-Louis, les compagnies Gastem et Forest Oil ont installé des bassins de décontamination en plein milieu du village sans daigner en protéger l'accès » (M[me] Marie-Ève Mathieu, DM88, p. 2). Un autre citoyen fait la recommandation suivante : « les sites doivent être mieux clôturés [...]. Une clôture grillagée avec un périmètre extérieur libre permettrait une inspection visuelle tout en limitant l'accès » (M. Paul Legault, DM35, p. 12).

Intragaz rapporte qu'il n'y a eu aucun accident sur son terrain de Saint-Flavien depuis douze ans (DM32, p. 2). Toutefois, Questerre Energy dénombre quelques incidents liés à l'industrie pétrolière et gazière au Canada, tels des déversements en surface ou des vices dans la cimentation du tubage des puits (DM129, p. 12). Selon l'Ordre des géologues du Québec, même si « les technologies à utiliser sont relativement récentes, [elles] ont été utilisées dans des centaines d'exploitations dans plusieurs États de sorte qu'on peut en connaître les risques ainsi que les mesures de contrôle » (DM123, p. 3).

Les milieux sensibles

Des participants sont préoccupés par la détérioration des milieux sensibles qui seraient touchés par l'industrie du gaz de shale. Des participants rappellent que la détérioration des corridors, des couverts forestiers et des zones tampons peut comporter un risque important pour la qualité de l'environnement (Conseil régional de l'environnement de la Montérégie, DM8, p. 8 ; Centre de la nature du Mont Saint-Hilaire, DM15, p. 9 ; Réseau de milieux naturels protégés, DM47, p. 8 ; Nature Action

Québec, DM104, p. 5 ; M[me] Johanne Béliveau, DM188, p. 12 ; Confédération des syndicats nationaux, DM106, p. 8 ; Étudiants à la maîtrise en sciences de l'environnement de l'Université de Montréal, DM173, p. 9). De plus, la préservation de la biodiversité de ces régions est aussi une source d'inquiétude pour plusieurs participants (M. Alain Vézina, DM28, p. 2 ; Ambioterra, DM38, p. 8 ; Réseau de milieux naturels protégés, DM47, p. 3 ; Municipalité de Saint-Marcel-de-Richelieu, DM49, p. 12 ; Nature Action Québec, DM104, p. 11 ; Étudiants à la maîtrise en sciences de l'environnement de l'Université de Montréal, DM173, p. 5). Un participant se soucie de la préservation de certains lieux où l'on retrouve une richesse minérale particulière (M. Jean-Guy Huot, DT21, p. 48). Une participante témoigne : « Dans notre région, il reste à peine 15 % de couvert forestier, presque plus de plantes indigènes, de moins en moins de batraciens, d'oiseaux et papillons, et l'apiculture est en grave déclin » (M[me] Anny Schneider, DM12, p. 3). Des participants recommandent d'ailleurs de ne pas émettre de nouveaux *claim* sur les zones vouées à la conservation de la biodiversité faunique et floristique (Réseau de milieux naturels protégés, DM47, p. 11 ; Ambioterra, DM38, p. 9). D'un autre côté, la Canadian Association of Petroleum Producers et la Canadian Society for Unconventional Gaz assurent que les pratiques industrielles « intègrent des techniques environnementales à faible impact ainsi que des considérations relatives à la biodiversité et à la conservation des espèces au moment de planifier et de mettre en valeur les ressources en gaz naturel » (DM73, p. 5).

Le milieu humain

Les nuisances

Des participants craignent d'être dérangés par le bruit, la poussière, les odeurs et la luminosité nocturne liés aux activités d'exploration. Ils sont préoccupés par la diminution de leur qualité de vie et les répercussions possibles sur leur milieu (Municipalité de Fortierville, DM4, p. 2 ; M[me] Éloïse Simoncelli-Bourque et autres, DM13, p. 2 ; MRC des Maskoutains, DM22, p. 11 ; M[me] Diane Beaudet, DM29, p. 2 ; CRIVERT, DM51, p. 4 ; MRC de Bécancour, DM55, p. 7 ; Regroupement des médecins pour un environnement sain, DM81, p. 5 ; Union des municipalités du Québec et Communauté métropolitaine de Montréal, DM95, p. 27).

Selon Johnston et Vermette et l'Association des ingénieurs-conseils du Québec, « le bruit peut être grandement atténué en laissant une zone tampon de quelques centaines de mètres autour de toute résidence » (DM50, p. 8 ; DM146, p. 8). Par ailleurs, il y a quelques participants qui ont témoigné avoir été dérangés par les bruits émis lors de forages. Un couple de participants témoigne : « Après l'avoir vécu, nous

pouvons confirmer que le bruit la nuit est insupportable lorsqu'il y a forage et fracturation, le bruit est présent 24 heures sur 24, et ce, 7 jours sur 7 lorsque les travaux se font » (M[me] Fabienne Bergeron et M. Gilles Croteau, DM9, p. 4). Le Regroupement des médecins pour un environnement sain et les directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie estiment que le bruit pourrait influer sur la santé des citoyens vivant à proximité des lieux d'un forage (DM81, p. 5 ; DM100, p. 25).

Certains ont invoqué la possibilité d'émission d'odeurs désagréables comme le diesel ou le soufre (MRC de Lobinière, DM65, p. 4 ; M. Jan-Michel Tellier, DM80, p. 2 ; Regroupement citoyen « Mobilisation gaz de schiste », DM163, p. 31 ; M[me] France Mercille, DM175, p. 8).

On s'inquiète également de la pollution lumineuse nocturne qui, selon le Regroupement des médecins pour un environnement sain, pourrait causer des troubles de santé chez les citoyens touchés par l'exploitation d'un puits de gaz de shale (DM81, p. 6). Une participante déclare que la lumière de la torchère « laissait croire que la nuit ne viendrait jamais » (M[me] Diane Beaudet, DM29, p. 2).

La poussière qui serait émise par les camions et par les travaux de forage suscite aussi des inquiétudes (M[me] Luce S. Bérard, DM19, p. 10 ; MRC des Maskoutains, DM22, p. 11 ; M[me] Catherine Valton, DM176, p. 3).

Les directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie proposent d'« instaurer dès la mise en place d'un site des mesures d'atténuation pour réduire les poussières, le bruit et les vibrations causés par une circulation accrue des véhicules, camions et machineries industrielles (utilisation d'abat-poussières, établissement de zones de limites de vitesse 50 ou 30 km/h pour les camions, interdiction d'utiliser les freins Jacob dans les zones urbaines, réduction du bruit à la source sur les génératrices, établissement d'écrans sonores, *et cætera*) » (DM100, p. 26).

Le paysage

Certains ont souligné la valeur des paysages qui caractérisent leur région (M[me] Anny Schneider, DM12, p. 2 ; Centre de la nature du Mont Saint-Hilaire, DM15, p. 13 ; Ville de Lévis, DM16, p. 11 ; Bebop et cie, DM117, p. 4 ; M[me] Marie-Ève Beaulieu, DM183, p. 1). Le Conseil régional de l'environnement de la Montérégie évoque ceci :

> Que la beauté et la tranquillité du paysage qu'il [un citoyen] est venu chercher en s'installant loin de la ville vont soudainement se transformer en paysage

> industriel, que son habitation va trembler... En d'autres termes, il ne sera plus « chez lui ». Il s'agit d'une intrusion massive et invasive !
> (DM8, p. 15)

Un autre ajoute : « les paysages de la Vallée, qui est parcourue par une rivière historique, le Richelieu, font partie du patrimoine naturel et historique. Ils contribuent à la fierté des gens, à la qualité de vie et à l'attrait touristique de la Vallée » (Centre de la nature du Mont Saint-Hilaire, DM15, p. 13).

Parmi les composantes qui pourraient altérer le paysage, la présence des tours de forage est celle qui dérange le plus les participants (Municipalité de Saint-Marcel-de-Richelieu, DM49, p. 35 ; MRC de Bécancour, DM55, p. 7 ; M. Gaston Cadrin, DM107, p. 9 ; Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement Maskoutain, DM109, p. 43).

Le bon voisinage

Des participants déplorent le manque d'information sur le développement de puits de forage dans leur région. On reproche de ne pas donner suffisamment d'information au cours des rencontres organisées par l'industrie (M. Bernard Regimbeau et M^me^ Lyne Audet, DM2, p. 2). Un couple témoigne de ce qu'il a vécu :

> N'ayant pas été contactés, nous apprenons par les gens qui y ont assisté que les travaux vont recommencer et qu'il n'y aurait pas qu'un seul puits. Nous avons donc exigé une rencontre avec un représentant de Talisman qui s'est tenue à notre chalet le 4 octobre 2009.
> (M^me^ Fabienne Bergeron et M. Gilles Croteau, DM9, p. 5)

On s'inquiète aussi du fait que des propriétaires accepteraient d'accueillir une compagnie de forage sur leurs terres malgré la désapprobation du voisinage. À cet égard, un participant partage ses inquiétudes : « il n'y aura jamais de forage sur ma terre agricole, mais les terres voisines étant des propriétés de producteurs agricoles n'y demeurant pas, rien n'empêcherait ceux-ci de louer une partie de ces terres à une compagnie gazière » (M. Pierre Bluteau, DM58, p. 3).

Certains exposent la pression qu'ils ont subie de la part des entreprises pour obtenir les autorisations nécessaires afin d'amorcer un forage : « Les gens ont été pris au pied du mur, méconnaissant la plupart des tenants et aboutissants du dossier et des conséquences à court et long terme de tel projet, les plus au courant, eux, par conséquent, passent pour des trouble-fêtes et des récalcitrants » (M^me^ Fabienne Bergeron et M. Gilles Croteau, DM9, p. 6).

Quelques participants déplorent que l'information soit transmise en anglais : « Ils [entreprise australienne Molopo] nous ont fait une présentation aux membres du conseil municipal, aux membres du comité consultatif d'urbanisme, aux membres du comité d'environnement ainsi que quelques invités, [...] en anglais uniquement » (M. Bernard Regimbeau et M^me^ Lyne Audet, DM2, p. 2 ; Comité des citoyens et des citoyennes pour la protection de l'environnement Maskoutain, DM109, p. 41 ; M. Guy Rochefort, DM127, p. 7).

Certains assurent qu'ils ont eu une bonne collaboration avec l'industrie (Municipalité de Fortierville, DM4, p. 1 ; M. Claude Chandonnet, DM31, p. 2 ; M. Rénald Lemay, DM45, p. 3). Un participant affirme que « Talisman Energy Inc. [l]'a consulté pour déterminer des mesures d'atténuation » (M. Claude Chandonnet, DM31, p. 2). La Fédération des chambres de commerce du Québec est d'avis que l'accueil favorable de la population locale est essentiel pour le développement harmonieux d'une industrie (DM26, p. 8).

Le territoire agricole

La protection du territoire agricole en préoccupe plus d'un. Ils sont inquiets de la détérioration et de la disponibilité des terres utilisées pour l'exploitation agricole (Conseil régional de l'environnement de la Montérégie, DM8, p. 8 ; Québec solidaire Nicolet-Yamaska, DM24, p. 6 ; Confédération des syndicats nationaux, DM106, p. 15 ; M. Claude Paré, DM180, p. 44 ; Union des producteurs agricoles, DM130, p. 3). Pour certains, les terres arables de cette région constituent un patrimoine agricole particulier à conserver (Comité Gare au gazoduc, DM18, p. 3). Un participant résume ainsi : « la protection du territoire agricole et le développement des activités agricoles et de l'industrie agroalimentaire sont notre priorité, notre signature et notre richesse » (MRC des Maskoutains, DM22, p. 7). De plus, on s'inquiète du quadrillage des terres agricoles dû aux gazoducs ou aux routes à construire (Syndicat des propriétaires forestiers de la région de Québec, DM133, p. 133 ; M. Claude Paré, DM180, p. 3). Quelques participants soulèvent aussi la question de la remise en état des terres agricoles (M^me^ Catherine Valton, DM176, p. 3 ; Fédération québécoise des municipalités, DM184, p. 40). Pour le Comité de citoyens responsables de Nicolet-Yamaska et de la ville de Bécancour :

> Il est inquiétant que la CPTAQ ait autorisé dernièrement la compagnie MOLOPO à procéder à l'exploration à Saint-Marc sur le Richelieu, un territoire agricole ! Elle a pourtant le mandat de protéger le territoire agricole.
> (DM188, p. 3)

Selon, le Groupe-conseil UDA inc., « des mesures d'atténuation adéquates et un système de suivi efficace [permettent] de concilier l'exploration et l'exploitation gazière et agriculture » (DM174, p. 17).

La Confédération des syndicats nationaux s'interroge à propos de la souveraineté alimentaire du Québec (DM106, p. 16). Une participante témoigne :

> Le pourcentage de bonne terre agricole au Québec est de 2 %. Déjà nous subissons beaucoup de contraintes dues au climat, à l'étalement urbain, etc. [...] pour produire 80 % des aliments que nous consommons. Cette production nous permet d'être autonomes comme peuple, d'avoir notre souveraineté alimentaire. Mais pour combien de temps encore ?
> (M[me] Catherine Valton, DM176, p. 3)

Certains remettent en question le fait que la Commission de protection du territoire agricole autorise l'implantation d'un puits de forage sur une terre agricole (M. Bernard Regimbeau et M[me] Lyne Audet, DM2, p. 2 ; Ville de Lévis, DM16, p. 11).

L'Union des producteurs agricoles affirme qu'elle a amorcé des discussions avec l'Association pétrolière et gazière du Québec afin de connaître les plans de développement de l'industrie du gaz de shale au Québec (DM130, p. 8). Elle est d'avis, entres autres, que le développement de l'industrie du gaz de shale doit démontrer sans équivoque des retombées nettes positives pour l'État et les propriétaires fonciers. Elle exige aussi une planification transparente du déploiement géographique de cette filière. Selon elle, il faudrait faire en sorte que le développement de cette industrie « amène une plus grande disponibilité du gaz naturel dans les régions rurales de la province » (*ibid.*, p. 16).

Les zones habitées

Des participants se préoccupent de la distance minimale réglementaire qui doit séparer les puits de forage et les habitations, qui est actuellement de 100 m. Plusieurs considèrent cette distance comme insuffisante et recommandent de l'augmenter (Municipalité de Saint-David, DM17, p. 6 ; Johnson et Vermette, DM50, p. 7 et 8 ; Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM87, p. 4 ; Projet Montréal, DM128, p. 5 ; Gastem, DM168, p. 4).

Le droit d'accès de surface des industries gazières pour exploiter la ressource inquiète des participants (MRC de Bécancour, DM55, p. 11 ; Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement Maskoutain, DM109, p. 26 ; Collectif de recherche étudiant sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, DM171, p. 17 ; Fédération québécoise des municipalités, DM184, p. 9).

Ils jugent faible leur pouvoir de négociation avec les compagnies gazières compte tenu de la réglementation en place au Québec.

L'économie

La sécurité énergétique au Québec

La sécurité énergétique du Québec constitue une préoccupation pour des participants. Pour l'Association des ingénieurs-conseils du Québec, il serait préférable de consommer du gaz naturel produit au Québec plutôt que celui produit en Colombie-Britannique ou en Alberta (DM146, p. 6). Selon cette dernière, déplacer l'activité économique de l'exploitation du gaz de shale vers le Québec améliorerait la balance commerciale (*ibid.*, p. 19). Pour sa part, l'Association des consommateurs industriels de gaz estime que « les clients industriels du Québec ont toujours été préoccupés par leur situation géographique en bout de ligne du réseau intégré de TransCanada » (DM137, p. 3). Ainsi, les coûts de transport pourraient être réduits, ce qui contribuerait alors à assurer la stabilité de l'approvisionnement et la rentabilité des entreprises qui utilisent le gaz naturel (Association des consommateurs industriels de gaz, DM137, p. 3 ; Table de concertation de l'industrie métallurgie du Québec sur les gaz de schiste, DM23, p. 2 ; ArcelorMittal, DM53, p. 5). À cet effet, un entrepreneur estime que le Québec a une opportunité de devenir plus indépendant face à ses besoins énergétiques (Industrie D.E.A inc., DM156, p. 4). Un représentant de Bell-Gaz ltée témoigne :

> La production annuelle de propane au Québec ne répond pas aux besoins actuels et de grandes quantités de propane doivent être importées, et ce, principalement durant la période hivernale. [...] nos parcs de wagons et de camions doivent parcourir de plus grandes distances pour continuer à s'approvisionner afin de répondre à la demande de notre clientèle québécoise. La possible production de gaz naturel (qui contient du propane) au Québec pourrait ainsi améliorer l'offre de propane sur le territoire québécois.
> (DM7, p. 2)

Des participants constatent que les objectifs principaux de la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 – L'énergie pour construire le Québec de demain*[1] sont la sécurité des approvisionnements et la diversification de leur provenance en ouvrant la porte au développement de sources d'approvisionnement de rechange dont le gaz naturel (Réseau environnement, DM59, p. 4 ; Fédération des chambres de commerce du

1. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune [en ligne (3 février 2010) : www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/strategie].

Québec, DM26, p. 5 ; Chambre régionale des élu(e)s de la Chaudière-Appalaches, DM131, p. 11 ; Collectif de recherche étudiant sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, DM171, p. 14). Pour Réseau environnement, « le développement de la filière des gaz de shale s'inscrit donc directement dans la stratégie énergétique du Québec » pour des considérations autres qu'environnementales (DM59, p. 4).

Toutefois, d'autres sont d'avis qu'il n'existe ni pénurie de gaz naturel ni menace à la sécurité énergétique du Québec. Selon eux, l'argument de sécurité énergétique ne peut pas être invoqué comme justification à l'établissement d'une industrie du gaz de shale (Québec solidaire, DM66, p. 5 ; M. Pierre Batellier, DM101, p. 10 ; M^me^ Lucie Sauvé, DM145, p. 6 ; Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique, DM178, p. 30). Selon l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies énergétiques, « il existe en Amérique du Nord un surplus d'offre de gaz naturel [...] par rapport à la demande et une diversification de cette offre, lesquels amènent un déplacement graduel vers l'est des sources d'approvisionnement en gaz accessibles au Québec » (DM178, p. xxx). Québec solidaire exige du gouvernement un scénario crédible pour montrer la nécessité de l'indépendance énergétique du Québec (DM66, p. 5). Un citoyen ajoute que l'exploitation du gaz de shale ne réduira pas la dépendance énergétique aux énergies fossiles, notamment au pétrole, pour le transport (M. Pierre Batellier, DM101, p. 10).

Le Conseil du patronat du Québec ajoute que, « en effaçant les importations reliées au gaz naturel, nous réduirons notre déficit commercial interprovincial de moitié » (DM105, p. 18).

Les redevances

Des participants ont exprimé leur préoccupation par rapport au partage des redevances. Beaucoup croient qu'une redevance de 12,5 % est trop peu pour justifier l'exploitation du gaz de shale. L'Association des étudiants de Polytechnique et l'Association des étudiants des cycles supérieurs de Polytechnique inc. sont d'avis que les redevances sont bien inférieures à celles liées aux hydrocarbures de la Saskatchewan, des sables bitumineux de l'Alberta et de l'exploitation du gaz de shale aux États-Unis (DM135, p. 12). Solidarité rurale du Québec suggère de ne pas faire la même erreur que pour les redevances liées aux ressources forestières qui, selon elle, ne se sont pas avérées suffisamment élevées pour couvrir les dépenses publiques rattachées à cette industrie (DM138, p. 12). Quelques participants suggèrent de suivre l'exemple de la Norvège qui a constitué un fonds patrimonial (MRC des Maskoutains, DM22, p. 12 ; M. Jan-Michel Tellier, DM80, p. 6 ; Ernst & Young,

DM116, p. 5 ; Fédération des travailleurs et travailleuses du Québec, DM160, p. 4). Selon la Table des préfets et élus de la Couronne Sud :

> À ce stade, n'ayant pas eu le temps d'évaluer ce que pourrait être une redevance acceptable pour le milieu, nous constatons que le ministère possède déjà une marge de manœuvre pour exiger soit de nouvelles redevances aux compagnies qui seraient redistribuées au milieu, ou de transférer une partie des redevances qu'il perçoit déjà au milieu.
> (DM158, p. 12)

Le Conseil patronal de l'environnement du Québec estime qu'il faut inciter à un développement plus rapide de l'exploitation du gaz de shale pour obtenir des incidences économiques importantes pour les municipalités et l'État (DM60, p. 13). Pour la Fédération des chambres de commerce du Québec, « le régime des redevances doit être compétitif. Un régime comportant des redevances trop élevées par rapport à ailleurs où il y a une exploration et une exploitation des gaz de shale ferait en sorte de chasser les investisseurs » (DM26, p. 7). Pour l'Association pétrolière et gazière du Québec :

> Les taux de redevances doivent être établis de manière à attirer les capitaux nécessaires pour stimuler l'activité afin de réduire le risque et de permettre éventuellement le développement des ressources, la construction de l'infrastructure nécessaire et la création d'un secteur de services locaux.
> (DM148, p. 18)

Tout comme Talisman Energy, l'Association ajoute que la variation des taux de redevances d'une province à une autre est ajustée « en fonction de la maturité du secteur et de la conjoncture économique » (*ibid.* ; DM147, p. 62). La Confédération des syndicats nationaux indique que l'Alberta avait prévu augmenter ses redevances à compter de 2009, mais a dû se raviser en partie pour contrer l'exode de l'industrie pétrolière vers d'autres régions. Elle se demande si le Québec pourrait vivre un scénario semblable (DM106, p. 17). Selon Junex, le développement du gaz de shale est toujours en phase exploratoire, ce qui ne justifie pas une augmentation des redevances (DM136, p. 9).

Des participants remettent en question la justification du congé de redevance pour les cinq années à venir pour les puits qui auraient été construits avant le 1er janvier 2011 et mis en exploration (Mme Odette Larin et M. Roland Larin, DM39, p. 4 ; M. François Gauthier, DM61, p. 14 ; Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement Maskoutain, DM109, p. 17 ; M. Guy Rochefort, DM127, p. 10 ; Nature Québec et STOP, DM166, p. 48 ; Parti québécois, DM192, p. 17). Québec solidaire propose de ne pas renouveler cet avantage fiscal (DM66, p. 13).

De nombreux participants, incluant des municipalités et des MRC qui craignent des préjudices liés au bruit, à l'augmentation du trafic routier ou à la détérioration du paysage découlant du développement du gaz de shale, réclament que des redevances leurs soient directement versées. Pour le Conseil régional de l'environnement de la Montérégie, les « redevances devraient être négociées avec [la] municipalité » (DM8, p. 10). La Ville de Huntington estime que « cette redevance doit être uniformisée et doit être encadrée par le gouvernement du Québec qui se porte fiduciaire des intérêts des régions » (DM185, p. 4). L'Union des municipalités du Québec et la Communauté métropolitaine de Montréal suggèrent de créer un fonds dans lequel seraient déposées les redevances et qui serait consacré à des projets municipaux qui amélioreraient le bilan environnemental de celles-ci (DM95, p. 9). Pour d'autres, les redevances devraient servir à améliorer les infrastructures municipales potentiellement utilisées par l'industrie gazière (M^me^ Luce S. Bérard, DM19, p. 8). D'un autre côté, un citoyen estime qu'accorder une partie des redevances aux municipalités aboutirait à une «surenchère de conditions inutilement avantageuses en faveur de l'acteur privé pour déboucher sur un " stampede " gazier » (M. François Caron, DM181, p. 19).

Le Regroupement des organismes de bassins versants du Québec et les Organismes de bassins versants recommandent d'augmenter la redevance à payer pour toute entreprise qui prélève de l'eau (DM96, p. 9). Pour le Syndicat des propriétaires forestiers de la région de Québec, le gouvernement devrait donner l'exemple en « versant une partie dans son propre fonds d'aménagement durable et dans un fonds du même type facilement accessible aux propriétaires » touchés par le développement d'un lieu de forage (DM133, p. 5). Le Comité Enviro-Pointe propose plutôt de verser les redevances « au propriétaire de la surface du lotissement selon le barème de façon égale ou supérieure aux projets actuels (comme ceux appliqués par la filière éolienne) » (DM110, p. 7).

Les revenus fiscaux et de taxation

Des participants estiment que les revenus fiscaux éventuels seraient limités et inférieurs aux attentes de l'État ou des municipalités (MRC de Bécancour, DM55, p. 14 ; M. Pierre Batellier, DM101, p. 21 ; Regroupement citoyen « Mobilisation gaz de schiste », DM163, p. 45 ; M. François Caron, DM181, p. 7). De plus, quelques-uns sont préoccupés par l'allègement fiscal dont bénéficie actuellement l'industrie (M. Pierre Batellier, DM101, p. 22 ; Regroupement citoyen « Mobilisation gaz de schiste », DM163, p. 52). Un regroupement se demande :

> Si les différents régimes fiscaux (déduction des frais d'exploration, crédit d'impôt remboursable pour exploration, enregistrement dans les paradis fiscaux, prix de

> transfert, actions accréditives) qui sont en place pour l'industrie gazière vont [...] gruger de manière drastique les retombées fiscales pour les Québécois.
> (Regroupement citoyen « Mobilisation gaz de schiste », DM163, p. 52)

Selon ce regroupement, les retombées économiques directes pour les municipalités ne sont pas suffisamment précises et il devrait y avoir des taxes foncières municipales spécifiquement associées au développement des puits gaziers. Il considère aussi que le coût associé à l'octroi de permis et à la rente est faible pour le gouvernement (*ibid.*, p. 45 et 51).

Des participants sont d'avis que le développement de l'industrie pourrait entraîner des retombées économiques importantes pour le Québec. Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec :

> Dans l'ensemble, le développement des shales gazéifères favorise les investissements, réduit la dépendance envers les énergies importées, entraîne une baisse du prix du gaz naturel, crée des emplois, fait augmenter les revenus et élargit la base d'imposition.
> (DM148, p. 11)

Elle juge également que l'impôt foncier sur la machinerie, l'équipement fixe et les immeubles serait une importante source de revenu pour les municipalités (*ibid.*, p. 12).

Le Regroupement citoyen « Mobilisation gaz de schiste » soulève la difficulté de distinguer clairement la phase exploration et la phase exploitation pour des raisons fiscales (DM163, p. 16). Il ajoute :

> L'absence d'une définition claire et largement diffusée de la phase d'exploration – selon l'industrie et le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, la construction complète des puits incluant le forage horizontal et la fracturation hydraulique – fausse les cartes quant à la compréhension et l'évaluation du projet par les citoyens et les municipalités sur des paramètres clés du projet de gaz de schiste : la nature des droits accordés, les opérations impliquées, la durée, l'échelle et le financement public de cette phase d'exploration.
> (*Ibid.*, p. 20)

Les étudiants à la maîtrise en sciences de l'environnement de l'Université du Québec à Montréal recommandent d'utiliser la technique d'analyse avantages-coûts pour évaluer la rentabilité de l'exploitation de l'industrie du gaz de shale dans une perspective de développement durable (DM173, p. 32).

Enfin, le Regroupement pour la responsabilité sociale des entreprises et Bâtirente souhaitent « que nos investissements soient faits dans une perspective qui

assumera à long terme une adéquation entre le rendement financier et l'amélioration de la vie collective » (DM143, p. 26).

L'emploi et la formation de la main-d'œuvre

Des participants doutent de la création réelle d'emplois liée au développement du gaz de shale. Équiterre fait la comparaison suivante :

> Des retombées de l'ordre de 7 500 emplois placeraient les effectifs d'une éventuelle industrie d'extraction du gaz de schiste légèrement en dessous de ceux de l'Université Laval (8 000 emplois), des Rôtisseries St-Hubert (8 000 emplois) et des Pharmacies Jean Coutu (15 276 emplois).
> (DM167, p. 37)

Québec solidaire se préoccupe de la durée des contrats de travail (DM66, p. 12). Selon un participant, « l'industrie créera des emplois locaux principalement indirects, via des contrats temporaires à des entrepreneurs en construction et pour le camionnage, mais un nombre limité d'emplois stables à long terme et bien rémunérés » (M. Pierre Batelier, DM101, p. 4). De plus, les directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie citent une étude qui montre que les emplois locaux créés seraient peu spécialisés et offriraient de faibles salaires (DM100, p. 29). Un participant exprime son mécontentement ainsi : « les milliers d'emplois spécialisés promis par l'Association pétrolière et gazière du Québec se sont avérés être une poignée d'emplois temporaires pour des " porteurs d'eau " (camionneurs qui transportent surtout de l'eau) » (M. Guy Rochefort, DM127, p. 10).

Des participants s'interrogent à propos du gain d'emplois lié à l'industrie du gaz de shale en comparaison avec celui lié au développement des énergies renouvelables et se demandent si le gouvernement n'aurait pas plutôt intérêt à investir dans ces dernières (M[me] Marianne Papillon, DM20, p. 6 ; Nature Québec et STOP, DM166, p. 16). D'autres sont préoccupés par l'équité salariale entre les employés de sexe masculin et de sexe féminin ou du fait que les emplois créés seraient majoritairement comblés par des hommes (AFEAS régionale Richelieu-Yamaska, DM27, p. 9 ; Bebop et cie, DM117, p. 16). Quelques-uns reprochent à l'industrie de recruter surtout des personnes originaires de l'Alberta (M[me] Fabienne Bergeron et M. Gilles Croteau, DM9, p. 7 ; Association des étudiants de Polytechnique et Association des étudiants des cycles supérieurs de Polytechnique inc., DM135, p. 13). À l'opposé, Questerre Energy avance que l'industrie du gaz de shale « créerait également des emplois pour les francophones, femmes et hommes, jeunes et vieux qui vivent actuellement au Québec » (DM129, p. 3).

D'autres sont convaincus que le développement de l'industrie gazière au Québec serait propice à la création d'emplois spécialisés. Selon la Fédération des chambres de commerce du Québec, « plusieurs entreprises œuvrent déjà dans ce secteur d'activités au Québec et créent des emplois de qualité, contribuant ainsi au développement économique du Québec » (DM26, p. 5). En outre, la MRC de Bécancour est d'avis qu'un certain nombre d'employés pourraient choisir de rester dans la région et ainsi contribuer à son essor économique (DM97, p. 8). Un participant mentionne :

> Dans un contexte actuel où l'on perd des emplois à cause de fermetures d'usines ou que des compagnies doivent faire des restructurations internes pour pourvoir rester compétitives dans le marché, avec l'exploration du gaz de schiste nous avons la possibilité de créer des milliers d'emplois pour plusieurs années à venir. Ne laissons pas cette chance passer.
> (M. Michel Robert, DM10, p. 2)

Des participants citent l'étude de Secor pour souligner que la création d'emplois augmenterait proportionnellement avec la production québécoise de gaz naturel (Fédération des chambres de commerce du Québec, DM26, p. 3 ; Conseil du patronat du Québec, DM105, p. 16). De plus, le Conseil du patronat du Québec précise qu'il s'agirait « d'emplois payés par des revenus de source entièrement privée, et non d'emplois subventionnés par les contribuables » (DM105, p. 16). En appui, des participants des États-Unis ont indiqué que leur communauté a le taux de chômage le plus faible de l'État de Pennsylvanie depuis que l'industrie gazière a commencé ses travaux dans sa région et que plus de 100 personnes travaillaient pour celle-ci (M. Marvin Meteer, DM141, p. 2 ; Bradford County, DM201, p. 2).

Pour favoriser le dynamisme de l'industrie du gaz naturel, l'Association pétrolière et gazière du Québec recommande de créer « des entreprises québécoises de services auxiliaires dans le secteur du gaz naturel ou encore agrandir celles qui existent déjà » (DM148, p. 78).

Certains estiment nécessaire de créer des programmes de formation adaptés à l'industrie gazière du Québec (Conseil patronal de l'environnement du Québec, DM60, p. 13 ; Junex, DM136, p. 7). D'ailleurs, le Cégep de Thetford « considère que l'acceptabilité sociale de ce projet et sa viabilité passent, sans contredit, par une formation adéquate de tous les travailleurs de la nouvelle industrie gazière » (DM125, p. 10). Selon ce dernier :

> Cette formation devra s'adapter à la réalité de l'industrie et couvrir tous les aspects techniques, mais aussi aborder les champs administratifs, légaux, réglementaires, environnementaux, sécuritaires, sociaux, etc. De plus, elle devra répondre à des besoins diversifiés provenant de l'industrie pétrolière et de l'ensemble des entreprises de sous-traitance.
> (*Ibid.*)

Les coûts sociaux et environnementaux

Des participants s'inquiètent de la responsabilité des coûts sociaux et environnementaux engendrés par l'exploration et l'exploitation du gaz de shale (M. Michel Martineau, DM6, p. 2 ; Conseil régional de l'environnement de la Montérégie, DM8, p. 11 ; MRC des Maskoutains, DM22, p. 12 ; M. Philippe Marois, DM78, p. 4 ; Regroupement pour la responsabilité sociale des entreprises et Bâtirente, DM143, p. 26). Un citoyen dont les fondations de sa maison auraient été endommagées à la suite d'une implosion faite lors de travaux de forage témoigne :

> Je leur ai parlé des fissures [sur les fondations], là, [le représentant de la compagnie] a dit : « Oh ! Fais une expertise, fais faire des carottages dans ton solage pour prouver que c'est l'implosion qui a fait faire ces fissures-là ». Ça veut dire que, moi, il faut que j'engage un ingénieur, faire faire du carottage, puis c'est qui paye la facture ? [...] Puis si ça prouve que c'est leurs implosions, ils vont dédommager. Mais entre-temps, je fais quoi ? [...] Avec la gelée, ça va détériorer encore plus ma maison.
> (Jean-Robert Tarte, DT17, p. 52)

Certains veulent un fonds d'indemnisation alimenté par les redevances qui assurerait la surveillance, la prévention et la remise en état des lieux et régions concernés par les activités minières en cours ou projetées, le tout dans une perspective de développement durable (M. Christian Azar, DM1, p. 2 ; MRC de Nicolet-Yamaska, DM5, p. 9 ; Conseil régional de l'environnement de la Montérégie, DM8, p. 12 ; Ville de Lévis, DM16, p. 24 ; Conférence régionale des élu(e)s de la Chaudière-Appalaches, DM131, p. 7). Selon la Ville de Lévis, « ces fonds en fiducie, indexés annuellement, doivent être suffisants afin de couvrir les risques industriels ou terroristes » (DM16, p. 24). Pour l'Union des municipalités du Québec et la Communauté métropolitaine de Montréal, ces fonds devraient être consacrés à des projets municipaux qui contribueraient à l'amélioration du bilan environnemental (DM95, p. 9). L'Union des producteurs agricoles propose de verser des indemnisations tant au propriétaire foncier qui accepte un forage sur ses terres qu'au voisinage qui doit aussi vivre avec certains inconvénients (DM130, p. 12).

Compte tenu des risques et des enjeux en cours, l'assurance responsabilité civile des industries gazières fixée au montant de 1 000 000 $ est jugée insuffisante par plusieurs participants (Ville de Lévis, DM16, p. 24 ; MRC de Bécancour, DM55, p. 18 ; Union des municipalités du Québec et Communauté métropolitaine de Montréal, DM95, p. 28 ; Conseil du patronat du Québec, DM105, p. 12). De plus, le Conseil du patronat du Québec juge que certaines questions portant sur le degré de responsabilité civile et le niveau approprié de dédommagement doivent être approfondies (DM105, p. 12). Ce dernier souligne que la « préoccupation n'est pas

tant leur degré de couverture, mais les conditions sous lesquelles les victimes seraient dédommagées en cas d'accident » (*ibid.*).

Des participants sont inquiets de l'augmentation possible des primes d'assurance de leur propriété. Une participante pose la question suivante : « En sachant que nous devons aviser notre assureur lorsqu'un sentier de motoneige passe sur sa propriété, qu'en est-il au niveau des assurances lorsqu'un puits est installé sur nos terres ? » (M^me^ Sonia Lafond, DM93, p. 4). Selon Ernst & Young, une « revue des systèmes de compensation mis en place dans d'autres juridictions pourrait apporter des éclairages sur cette question » (DM116, p. 3).

L'Union des producteurs agricoles estime que le gouvernement doit s'assurer que les producteurs et productrices agricoles qui vivent avec des installations gazières seront dégagés de toute responsabilité civile et environnementale (DM130, p. 11). Le Syndicat des propriétaires forestiers de la région de Québec propose la création d'un fonds d'aménagement durable du territoire forestier durable financé par l'industrie gazière. Ce fonds servirait à dédommager les propriétaires des superficies déboisées (DM133, p. 4).

Certains demandent qu'un fonds soit constitué par les entreprises pour assurer la gestion de fermeture et de postfermeture des puits (MRC des Maskoutains, DM22, p. 16 ; MRC de Bécancour, DM55, p. 18 ; Syndicat des propriétaires forestiers de la région de Québec, DM133, p. 3).

La nationalisation

Quelques participants soulèvent la question de la nationalisation du gaz naturel. On présente à titre d'exemple la situation de la Bolivie et de la Norvège. Ils proposent aussi de s'inspirer de certains modèles hybrides pour lesquels l'État serait le principal actionnaire (Québec solidaire Yamaska-Nicolet, DM24, p. 9 ; Québec solidaire, DM66, p. 13 ; Solidarité rurale du Québec, DM138, p. 12 ; M. Dominic Champagne, DM144, p. 36 ; Fédération québécoise des municipalités, DM184, p. 47). Selon la Fédération des travailleurs et travailleuses du Québec, « une " réappropriation nationale " pourrait plutôt prendre la forme d'un actionnariat du gouvernement comme conditions du permis d'exploitation » (DM160, p. 8).

Le Conseil du patronat du Québec estime « que le développement de l'industrie du gaz de shale au Québec nécessite une infusion de capitaux, à la fois québécois, canadiens et étrangers, ce qui est incompatible avec la nationalisation intégrale de l'industrie » (DM105, p. 6).

L'encadrement

Le régime légal

La *Loi sur les mines* (L.R.Q., c. M-13.1) suscite des inquiétudes auprès de la majorité des participants. Plusieurs reprochent à cette loi son manque de flexibilité et la considèrent comme désuète (M[me] Fabienne Bergeron et M. Gilles Croteau, DM9, p. 8 ; Québec solidaire Saint-Hyacinthe, DM25, p. 4 ; M. Pierre Brazeau, DM30, p. 9 ; CRIVERT, DM51, p. 6 ; Fédération des travailleurs et des travailleuses du Québec, DM160, p. 6). Des participants recommandent de suivre l'exemple de l'Ontario pour actualiser la *Loi sur les mines* (M. Claude Villeneuve et M. Olivier Riffon, DM72, p. 5). Ces derniers font la remarque suivante : « Peut-on croire que le législateur ontarien est plus respectueux de ses citoyens que le législateur québécois ou que le droit minier est moins tiers-mondiste à l'ouest de la rivière des Outaouais ? » (*ibid.*, p. 6). On déplore aussi le fait que ce projet de loi ne remet pas en question le *free mining system* (Fédération des travailleurs et travailleuses du Québec, DM160, p. 7).

Pour un participant, la *Loi sur les mines* semble entrer en contradiction avec la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, la *Loi sur le développement durable* et la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection* (M. Michel St-Pierre, DM74, p. 23). Selon l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies énergétiques, « la *Loi sur les mines* et, de façon plus élargie, l'encadrement actuel du secteur minier québécois ne respectent pas certains des principes énoncés dans la *Loi sur le développement durable* » (DM178, p. 43).

La Ligue des droits et libertés propose de « revoir le cadre législatif des consultations environnementales pour se conformer aux pratiques respectueuses des droits humains dans les standards internationaux reconnus dans ce domaine » (DM99, p. 19). Selon elle, certains articles de quelques lois québécoises restreignent la participation des citoyens et ne respectent pas les normes internationales en matière de consultation environnementale.

Des participants recommandent de réviser l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* (L.R.Q., c. A-19.1) dans le but de donner aux municipalités et aux MRC le pouvoir de protéger certains territoires vulnérables ou patrimoniaux et de les soustraire de l'application de la *Loi sur les mines*. La Ville de Lévis « recommande au gouvernement de se servir des pouvoirs de l'article 304 de la *Loi sur les mines* afin de soustraire ces territoires d'intérêt, et les secteurs habités, de toutes opérations d'exploration et d'exploitation gazière » (DM16, p. 22).

La Clinique de droit environnemental de l'Université d'Ottawa et Écojustice considèrent que « la facilité d'acquisition d'un permis, d'un *claim* ou d'un bail et les droits qui y sont rattachés consacrent un régime qui favorisent les détenteurs de claims et de permis, et non pas les propriétaires privés [et] les municipalités » (DM83, p. 12). Le détenteur d'un *claim* doit toutefois négocier un droit d'accès au territoire avec les propriétaires (*ibid.*). Or, des participants sont préoccupés par l'article 235 de la *Loi sur les mines*, qui à leur avis, empêche les propriétaires d'interdire le droit d'accès à un titulaire de permis (Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement Maskoutain, DM109, p. 22 ; M. Guy Rochefort, DM127, p. 9 ; Regroupement citoyen « Mobilisation gaz de schiste », DM163, p. 28).

Des participants s'inquiètent que ce même article permette l'expropriation des propriétaires d'un terrain où un gisement minier ou gazier pourrait être exploité (MRC de Bécancour, DM55, p. 11 ; M. Jacques Tétrault, DM111, p. 2 ; Environnement Jeunesse, DM172, p. 11). De manière générale, on considère ces droits d'expropriation comme démesurés. Pour le Parti québécois, « le droit d'expropriation, prescrit dans la *Loi sur les mines*, devrait être l'exception, non la règle » (DM192, p. 20).

Selon des participants, l'intégration des principes du développement durable n'est pas assurée dans le nouveau projet de loi 79 modifiant la *Loi sur les mines* (Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies énergétiques, DM178, p. 44).

La Fédération des chambres de commerce du Québec fait la recommandation suivante :

> Élaborer rapidement le projet de loi sur les hydrocarbures, au terme des consultations envisagées, afin que les investisseurs connaissent clairement les conditions qui leur sont posées pour développer le gaz de shale et les autres hydrocarbures de façon durable et qu'elles ne seront pas sujettes à des changements fréquents ou des interprétations arbitraires.
> (DM26, p. 16)

L'implication des citoyens et des municipalités

Certains souhaitent attendre l'établissement d'une loi sur les hydrocarbures avant tout développement du gaz de shale. Pour le Regroupement pour la responsabilité sociale des entreprises et Bâtirente, cette loi sur les hydrocarbures doit accorder aux municipalités le droit sur l'aménagement de leur territoire car, sinon, « cela affecte la capacité des communautés à négocier hors de toute contrainte et librement des ententes avec les compagnies » (DM143, p. 13).

Un citoyen pose cette question : « Dites-moi, la prépondérance de la *Loi sur les mines* sur les autres lois n'est-il pas un veto déguisé ? » (DM30, p. 9).

Les séances d'information organisées par l'industrie sont jugées essentielles par la majorité des participants. Par exemple, l'Union des producteurs agricoles a amorcé des discussions avec l'Association pétrolière et gazière du Québec pour obtenir des informations sur les intentions de développement gazier de cette industrie (DM130, p. 8). De plus, l'Association canadienne des producteurs pétroliers et la Canadian Society for Unconventional Gaz présentent l'exemple de la Colombie-Britannique et de l'Alberta qui ont établi des règles pour la tenue de consultations avec les personnes impliquées dans un développement gazier (DM73, p. 4). D'un côté il y a les participants satisfaits des séances d'information organisées par l'industrie (Municipalité de Fortierville, DM4, p. 1 ; Fédération des chambres de commerce du Québec, DM26, p. 8). De l'autre côté il y a les participants estimant que les séances d'information n'ont pas répondu aux questions des citoyens qui y participaient (Municipalité de Saint-Marcel-de-Richelieu, DM49, p. 39 ; Bebop et cie, DM117, p. 12). En plus d'être informés, certains participants souhaitent être consultés et collaborer avec l'industrie pour l'amélioration des projets des forages gaziers sur leur territoire (MRC des Maskoutains, DM22, p. 15 ; Projet Montréal, DM128, p. 8 ; Union des municipalités du Québec et Communauté métropolitaine de Montréal, DM95, p. 33 ; Grand conseil de la nation Waban-Aki, DM200, p. 3). La Fédération des chambres de commerce du Québec rappelle que, selon le gouvernement, la rédaction de la future loi sur les hydrocarbures allait se faire de concert avec les municipalités, les citoyens, l'industrie, le milieu agricole et les groupes environnementaux (DM26, p. 14).

Un participant des États-Unis a formé un groupe en Pennsylvanie, le Bradford County Natural Gas Task Force, qui a pour objectif d'informer les citoyens des activités gazières qui ont lieu sur leur territoire (M. Marvin Meteer, DM141, p. 4).

Des participants souhaitent une implication à part entière des municipalités et des citoyens. Ils considèrent que le pouvoir de la *Loi sur les mines* est en opposition avec la responsabilité de planification donnée au MRC et aux municipalités (Conseil régional de l'environnement de la Montérégie, DM8, p. 16 ; Ville de Lévis, DM16, p. 27 ; Municipalité de Saint-David, DM17, p. 6 ; Fédération des syndicats nationaux, DM106, p. 13 ; Bebop et cie, DM117, p. 5 ; MRC de Bécancour, DM55, p. 11). Le conseil régional de l'environnement de la Montérégie estime que :

> Les droits des municipalités et des MRC sont totalement supplantés par la Loi sur les mines. Les schémas et plans d'aménagement, les réglementations municipales et droits des citoyens disparaissent totalement devant les droits exorbitants consentis à l'industrie minière.
> (DM8, p. 16)

Toutefois, un participant propose au gouvernement de fixer des règles précises en matière d'urbanisme et de sécurité civile pour éviter une réglementation qui découlera du bon vouloir des conseils municipaux. « Une uniformité est souhaitée afin d'éviter tous débats inutiles et stériles dans le cadre des implantations » (Ville de Huntington, DM185, p. 4).

Quelques municipalités demandent de réviser la *Loi sur les mines* de manière à leur accorder un droit de veto (Municipalité de Saint-David, DM17, p. 6 ; Ville de Huntington, DM185, p. 3). Le groupe Solidarité rurale du Québec estime que l'aménagement du territoire par les municipalités ne se limite pas simplement à accorder un droit de veto à celles-ci. Il juge nécessaire de « repenser le modèle de développement, en le basant encore plus sur le partenariat des instances et des acteurs engagés dans les différents projets de développement, de façon à obtenir une vision à la fois globale et différenciée » (DM138, p. 7).

Pour sa part, la Ville de Lévis propose une liste de documents tels que les copies de tous les certificats, les permis et les avis des différents ministères concernés qui devraient systématiquement être transmis à la municipalité pour qu'elle soit informée de toutes les activités de forage dans sa région (DM16, p. 15).

De plus, la MRC de Nicolet-Yamaska exige des garanties qui assureraient l'intégrité des infrastructures municipales (DM5, p. 4). On s'inquiète, par exemple, de la détérioration des routes, de la mobilisation des centres d'épuration d'eau par l'industrie et de l'enfouissement des boues de forage dans les lieux municipaux. Des participants se préoccupent du renchérissement potentiel des dépenses municipales (Regroupement citoyen « Mobilisation gaz de schiste », DM163, p. 46).

Les contrôles et la surveillance environnementale

Réseau Environnement reconnaît que les lois en vigueur offrent un certain encadrement. Toutefois, l'organisme estime qu'il faudrait un cadre législatif plus contraignant et responsabilisant (DM59, p. 16). Il fait la recommandation suivante :

> La surveillance environnementale doit relever du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs et que son ministre en son rôle d'autorité en développement durable doit avoir le pouvoir d'obliger le ministère des Ressources naturelles et de la Faune à retirer un permis, voire à empêcher l'émission d'un permis à une entreprise en infraction environnementale.
> (DM59, p. 17)

Des participants souhaitent la création d'un organisme de réglementation à guichet unique au niveau gouvernemental (Intragaz, DM32, p. 4 ; Conseil du patronat du Québec, DM105, p. 35 ; Chambre de commerce et d'industrie du Bassin Chambly,

DM121, p. 7 ; Talisman Energy, DM147, p. 79 ; Association pétrolière et gazière, DM148, p. 80).

Le Conseil régional de l'environnement de la Montérégie réclame un processus de contrôle et de surveillance environnementale dirigé par un comité indépendant de l'industrie et du gouvernement (DM8, p. 18). Selon une autre participante, les contrôles et la surveillance environnementale devraient toutefois être financés par l'industrie (M^me^ Marianne Papillon, DM20, p. 9).

Le Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs suggère une procédure pour établir des activités à risque et pour évaluer les divers accidents susceptibles de se produire. Ainsi, on permettrait d'assurer un meilleur contrôle et une surveillance environnementale efficace (DM36, p. 5). Le Conseil propose également la création de comités mixtes municipalités-industries (*ibid.*, p. 10).

D'autres demandent d'établir un mécanisme d'inspection clair et rigoureux et d'engager plus d'inspecteurs pour garantir une surveillance efficace de tous les lieux de forage. Aussi, selon certains, un rapport annuel devrait être publié, soit par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, soit par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (M^me^ Ginette Paquin, DM119, p. 10 ; Municipalité de Saint-David, DM17, p. 6 ; Union des producteurs agricoles, DM130, p. 10). La Ville de Huntington recommande d'accorder aux municipalités la possibilité de suspendre l'exploitation d'un forage si celles-ci jugent que la sécurité des citoyens ou de l'environnement est à risque (DM185, p. 5).

Des participants estiment que les contrôles de qualité sont efficaces pour s'assurer de la qualité de l'eau des puits (M. Claude Chandonnet, DM31, p. 2 ; GazMétro, DM62, p. 16).

Quelques participants jugent que certaines normes industrielles, telles que les normes de l'Association canadienne de normalisation et de l'Organisation internationale de normalisation, doivent aussi assurer un encadrement strict des activités liées à l'exploitation du gaz de shale (GazMétro, DM62, p. 15 ; Comité des citoyens et des citoyennes pour la protection de l'environnement Maskoutain, DM109, p. 41 ; M. Guy Rochefort, DM127, p. 6).

PARTIE 2

L'analyse

Chapitre 6 Le rythme anticipé d'exploitation

Dans le présent chapitre, la commission d'enquête examine des scénarios possibles d'exploitation du gaz de shale au Québec afin de cerner les répercussions potentielles de cette exploitation. Le rythme de développement et le nombre de forages à anticiper ont été fréquemment discutés en audience publique, tant sur le plan économique qu'environnemental ou social.

Les droits d'exploration ont été accordés pour la majeure partie des basses-terres du Saint-Laurent (figure 11). L'exploration des gisements de gaz naturel situés au nord du fleuve Saint-Laurent et leur exploitation nécessiteraient des méthodes de forage différentes et, surtout, de la fracturation hydraulique verticale (Mackie Research Capital Corporation, 2010). Une telle approche implique un plus grand nombre de sites car les forages, étant uniquement verticaux, seraient alors individuels, contrairement au regroupement des puits sur un même site que permet le forage horizontal. Bien que le shale d'Utica se retrouve également au nord du fleuve Saint-Laurent (corridor n°1 de la figure 5), l'analyse qui suit se limite aux trois régions identifiées dans le mandat donné au BAPE.

Aucune exploitation de gaz naturel n'a actuellement cours au Québec. Environ 200 000 000 $ ont été dépensés pour l'exploration et l'évaluation du potentiel gazier du shale d'Utica au Québec ces dernières années. Les résultats obtenus font dire au ministère des Ressources naturelles et de la Faune qu'il existe au Québec un potentiel exploitable intéressant (PR3, p. 2).

Il convient toutefois de comprendre la portée de ces investissements, tant sur le plan des retombées économiques que sur celui des impacts sur l'environnement. Il faut donc connaître le potentiel gazier et ce qu'il implique quant au nombre de forages que cela entraînerait.

À partir de résultats et d'analyses stratigraphiques de 29 forages exploratoires réalisés depuis 2006, l'Association pétrolière et gazière du Québec estime le potentiel de gaz naturel exploitable au Québec dans le shale d'Utica à entre 9 et 40 Tcf. Cette estimation sommaire présume que 25 % du gaz naturel contenu dans le shale d'Utica serait économiquement extractible selon la technologie actuellement disponible. En comparaison, la consommation du Québec en gaz naturel était d'environ 200 milliards de pi^3 en 2008 (DB35, p. 22 ; PR3, p. 7).

L'Association a produit deux hypothèses de forage de puits gaziers. Ainsi, elle a établi qu'avec des conditions économiques et réglementaires favorables, à savoir un prix

intéressant pour la ressource, des coûts de forage compétitifs, des délais et des conditions de délivrance des autorisations de forage analogues à ce qui se fait ailleurs en Amérique du Nord, il pourrait se forer[1] au Québec de 150 (scénario dit de base) à 600 puits (scénario dit optimiste) par année à partir de 2015. Ces scénarios de forage montrent qu'il pourrait s'extraire entre 150 milliards et 650 milliards de pi^3 de gaz naturel par année en 2025 (M. James Fraser, DT4, p. 48 à 51 ; DB35, p. 29).

Le ministère des Finances et celui des Ressources naturelles et de la Faune retiennent le volume gazier extractible estimé par l'industrie pour établir leur projection d'activité d'exploitation gazière. Ces ministères retiennent toutefois un rythme différent de 250 puits forés annuellement sept ans après le début de l'exploitation du shale d'Utica, soit à la fin de la période qu'ils estiment nécessaire pour que le développement d'une industrie québécoise spécialisée dans ce secteur atteigne sa maturité. Au terme du développement, ce sont quelque 20 000 puits qui auraient été forés au total. Le ministère des Finances a indiqué en audience publique que cette estimation a été faite sur la base des résultats de forage disponibles au Québec à ce jour, qu'il juge néanmoins embryonnaires, et de ce qu'il a observé ailleurs en Amérique du Nord. Quant au ministère des Ressources naturelles et de la Faune, il rappelle lui aussi que cette évaluation doit être utilisée avec circonspection compte tenu des informations fragmentaires disponibles (DB51, p. 6 et 10 ; M. Jean-Yves Laliberté, DT4, p. 13 à 16 ; M. Luc Monty, DT9, p. 33, 34 et 39).

Par ailleurs, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune estime que, compte tenu de la profondeur du shale d'Utica au sud du fleuve Saint-Laurent, c'est cette zone (corridor n° 2, figure 5) qui serait exploitée en priorité par l'industrie gazière (M. Jean-Yves Laliberté, DT4, p. 13 à 15).

Diverses firmes-conseils en matière d'investissement sont susceptibles de produire des analyses, à l'attention d'investisseurs, et qui sont habituellement disponibles en acquittant des frais. L'une d'elles, Mackie Research Capital Corporation, a produit et rendu publique en octobre 2010 une évaluation du potentiel gazier du shale d'Utica au Québec à partir de l'information technique disponible. La firme constate que certains résultats positifs de forages pratiqués dans le shale d'Utica pourraient conduire au début de tests de production commerciale en 2011 (secteur de Saint-Édouard-de-Lotbinière). Elle souligne que le shale d'Utica se développe plus lentement que d'autres shales ailleurs en Amérique du Nord (p. 9) et que son rythme de développement futur est difficile à évaluer faute de données plus détaillées sur les

1. Tous les forages ne conduisent pas à une exploitation de gisement gazier. L'Association pétrolière et gazière du Québec estime toutefois que au fur et à mesure que les entreprises acquerront une meilleure connaissance du shale d'Utica, le taux de succès s'accroîtra. Ainsi, d'un taux de succès de 50 % en 2010, on passerait à un taux de 90 % vers 2016 (M. Chad Holowatuk, DT9, p. 36).

zones potentielles de production (p. 13). La firme estime donc qu'une commercialisation à grande échelle ne peut survenir qu'en 2013 ou en 2014 au plus tôt, mais que le développement pourrait s'accélérer par la suite compte tenu de la proximité de gazoducs, de la bonne qualité du gaz naturel trouvé jusqu'à maintenant (gaz dit propre ayant un faible contenu en CO_2 et en H_2S dont le traitement n'est pas nécessaire) et de l'arrivée au Québec d'entreprises de services qui pourrait entraîner une baisse des coûts d'exploration et d'exploitation (p. 5).

Mackie Research souligne qu'il n'y a à ce jour qu'un seul puits foré (Saint-Édouard n° 1) qui présenterait un bon potentiel commercialement exploitable et que la capacité initiale de production d'un autre puits (Gentilly n° 2) s'est avérée décevante compte tenu des prix actuels du gaz naturel. En conséquence, elle estime qu'il faut des forages supplémentaires d'exploration pour vérifier le potentiel des basses-terres du Saint-Laurent (p. 6).

La firme retient pour son analyse que 10 % de la ressource gazière, qu'elle estime à 162 Tcf, pourrait être extractible, soit 16,2 Tcf (p. 7). Cette évaluation est quelque peu inférieure à la médiane des projections de 9 à 40 Tcf retenues par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Elle évalue à 6 000 le nombre de puits qui pourraient être forés sur dix à quinze ans dans le corridor n° 2 (figure 5), ce qui correspondrait à un rythme de 400 à 600 forages horizontaux par an (p. 19 et 20).

Par ailleurs, la firme évalue comme intéressant le potentiel gazier du corridor n° 1, situé près des deux rives du Saint-Laurent, où le shale d'Utica est beaucoup plus près de la surface. Mais, selon elle, son développement est plus incertain que pour le corridor n° 2 puisqu'il y a peu de données techniques disponibles (p. 20 et 21). Le potentiel pour ce corridor a été confirmé par un expert (M. Denis Lavoie, DT2, p. 6 et 7).

- ***Avis** – Pour son analyse, la commission d'enquête retient une fourchette de 150 à 600 puits horizontaux forés par année pendant quelques décennies. Le rythme de 600 puits par année pourrait être dépassé advenant des conditions favorables de développement, comme cela est observé actuellement dans les shales de Barnett au Texas et de Marcellus en Pennsylvanie.*

Chapitre 7 L'usage et la protection de l'eau

Le présent chapitre cherche à circonscrire les connaissances requises, les paramètres et les lignes directrices qui devraient guider d'éventuelles études visant la protection des ressources en eau. Plusieurs principes de la *Loi sur le développement durable* s'appliquent plus particulièrement aux aspects de la gestion de l'eau, soit « protection de l'environnement », « prévention », « précaution », « santé et sécurité », « pollueur payeur », « capacité de support des écosystèmes » et « accès au savoir ».

Les enjeux touchant le premier principe portent sur la protection des sources d'approvisionnement en eau potable des régions visées par le développement de l'industrie. L'application du principe de prévention nécessite de connaître les risques potentiels sur l'eau de surface, les aquifères, les sols et la prise en compte des effets cumulatifs. La commission d'enquête considère également les risques pour la santé en relation avec la qualité de l'eau de même que la responsabilisation de l'industrie selon le principe du pollueur payeur. Une place tout aussi importante est accordée au principe de l'accès au savoir.

Les aspects abordés concernent principalement les besoins en eau, la disponibilité de l'eau, les prélèvements d'eau, les sources de contamination ainsi que la gestion des eaux usées et des résidus de forage.

Les besoins en eau

L'eau est principalement utilisée pour le forage, le nettoyage et la fracturation hydraulique d'un puits. Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, de 1 000 à 2 000 m^3 d'eau sont nécessaires pour l'étape du forage. Pour la fracturation du shale, la quantité d'eau nécessaire dépend de la longueur du puits foré horizontalement, qui varierait entre 500 et 1 500 m dans le shale d'Utica[1]. Pour chaque étape de fracturation, entre 1 500 et 2 000 m^3 d'eau sont utilisés, ce qui représente un volume total de 12 000 à 20 000 m^3 pour un puits faisant l'objet de huit à dix étapes de fracturation (figure 7). L'Association considère que l'épaisseur de la portion du shale d'Utica qui contiendrait assez de gaz pour être exploitable est

1. À titre comparatif, un puits horizontal peut atteindre une longueur de 4 000 m ailleurs dans le monde selon l'Association pétrolière et gazière du Québec (DM148, p. 37).

d'environ 100 m et que de huit à dix puits sur un site permettraient d'en retirer le gaz[1] (DM148, p. 37, 50 et 55 ; DQ4.1, p. 2 et 3). Afin d'en augmenter la production, un puits peut être fracturé à nouveau après un certain nombre d'années, ce qui nécessiterait à nouveau des volumes importants d'eau. L'Association indique toutefois que cette fracturation supplémentaire n'est pas usuelle (M. Paul Myers, DT1, p. 115 et 116).

La récupération et la réutilisation de l'eau

Le mélange injecté pour la fracturation hydraulique est constitué d'eau, de sable et d'additifs. Cette eau est en partie récupérée une fois la fracturation terminée, alors qu'elle est refoulée hors du puits de façon à ce que le gaz s'écoule librement. Elle est appelée eau de reflux.

Le taux de récupération varie avec la géologie du sous-sol. De 30 à 70 % de l'eau serait récupérée dans les différentes formations de shale à travers les États-Unis (Ground Water Protection Council et ALL Consulting, 2009, p. 66). Le taux de reflux serait d'environ 8 % en moyenne pour le shale de Marcellus sur le bassin versant de la rivière Susquehanna alors qu'il serait plutôt de 30 % dans le shale de Barnett au Texas (rencontre du 30 novembre 2010, Pennsylvanie). L'Association pétrolière et gazière du Québec a présenté les résultats d'un puits foré dans le shale d'Utica pour lequel 50 % de l'eau a été récupérée dans les six mois suivant la fracturation, représentant un volume de 7 400 m^3 (DB84, p. 2 et 3).

Selon l'Association, l'industrie « prévoit que le Québec atteindra des taux élevés de recyclage de l'eau à mesure que le gisement entrera en phase de développement ». L'industrie vise à recycler 100 % des eaux de reflux et considère que 50 à 80 % de l'eau requise pour la fracturation hydraulique serait récupérée des puits fracturés antérieurement (DM148, p. 55).

L'eau de reflux est entreposée jusqu'à ce qu'elle soit acheminée à une unité de traitement. Sa composition est influencée par la composition minéralogique et les caractéristiques physicochimiques du shale. Elle contient généralement plus de sels, de solides en suspension et de métaux lourds qu'avant son injection (DB1, p. 31). Selon l'Association, la concentration en solides dissous totaux de l'eau de reflux est

1. Selon l'Association, le plus grand nombre de puits prévus à un même site est de 28 dans le gisement de Horn River au nord de la Colombie-Britannique, l'épaisseur du shale serait de plus de 400 m et au moins deux à trois puits horizontaux nécessiteraient d'être forés à des profondeurs différentes pour accéder à tout le gisement (DQ4.1, p. 2 et 3).

d'environ 10 000 ppm[1] pour le shale d'Utica, ce qui permettrait de la réutiliser pour fracturer d'autres puits sans avoir à effectuer préalablement un traitement important (M. Jean-Yves Lavoie, DT1, p. 37 ; DB11.1 ; DB12.1 ; DM148, p. 59).

Au moment de la phase de production, l'eau serait également envoyée à un centre de traitement. Cette eau serait produite en quantité limitée selon Talisman Energy. Les caractéristiques seraient semblables à celles de reflux, hormis sa salinité qui serait accrue par la dissolution des minéraux provenant de la formation géologique (DM147, p. 32).

Selon l'Association, pour ce qui est de l'eau issue du processus de traitement du gaz, elle serait recyclée et réutilisée à environ 95 % pour d'autres fracturations (DQ4.2, p. 10). Au cours d'une visite de terrain, la commission d'enquête a pu observer un lieu réservé au traitement de l'eau de reflux. L'eau y était filtrée afin d'en retirer les matières en suspension et réutilisée (rencontre du 1er décembre 2010, Pennsylvanie).

Pour évaluer les quantités d'eau qui seraient utilisées, les scénarios de développement de 150 et 600 puits par année présentés précédemment sont utilisés. En posant comme hypothèse qu'un volume de 15 000 m^3 d'eau est nécessaire par puits et sans réutilisation de l'eau, l'aménagement de 150 et 600 puits nécessiterait entre 2,25 et 9 millions m^3 d'eau respectivement. La moitié de ces volumes seraient récupérés au moment de leur reflux et devraient être traités avant d'être rejetés. Un taux de reflux de 50 % et un taux de recyclage de 100 % réduiraient de moitié les volumes d'eau utilisée et limiteraient considérablement les rejets.

- *La commission d'enquête constate que la faible concentration en solides dissous totaux de l'eau de reflux, caractéristique du shale d'Utica, permettrait sa réutilisation sans traitement préalable important.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les eaux résultant des activités liées à l'exploration et l'exploitation du gaz de shale devraient être réutilisées de façon optimale afin de réduire les quantités d'eau à puiser et à traiter.*

Le stockage de l'eau

L'eau nécessaire serait acheminée par une conduite ou par camion-citerne et stockée préalablement à son utilisation. Talisman Energy indique que le stockage est généralement fait dans des réservoirs en acier ou des bassins de retenue à ciel ouvert. Des réservoirs en acier d'environ 100 m^3 peuvent être utilisés pour le

1. À titre indicatif, la concentration en solides dissous totaux de l'eau est généralement inférieure à 1 000 ppm pour l'eau potable, à 4 000 ppm pour l'eau d'irrigation en agriculture et de 30 000 ppm pour l'eau de mer.

stockage[1]. Pour l'eau usée, des réservoirs en acier appelés *C-Rings* contiennent jusqu'à 4 500 m^3. Ils peuvent être recouverts de filets afin d'empêcher les oiseaux d'y accéder (DM147, p. 40 et 42). En Pennsylvanie, des bassins d'une capacité de 1 100 m^3 à 3 400 m^3 sont utilisés (NYSDEC, 2009, p. 5-99). En considérant que 15 000 m^3 sont nécessaires pour la fracturation d'un puits, les réservoirs et bassins doivent donc être réapprovisionnés en eau au cours de la fracturation d'un puits.

L'Association pétrolière et gazière du Québec indique que l'industrie pourrait mettre en place des centres de stockage où serait recyclée toute l'eau produite pendant la durée de l'exploitation d'un gisement (DM148, p. 59 ; DM147, p. 42). À titre indicatif, un centre de stockage peut avoir une surface de l'ordre de 5 acres (environ 2 hectares) et une capacité[2] d'environ 45 000 à 68 000 m^3 (NYSDEC, 2009, p. 5-76).

La disponibilité de l'eau

Selon le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, les principales sources d'approvisionnement sont les eaux de surface (rivières et lacs), les eaux souterraines ou les réseaux d'aqueduc des municipalités (DB1, p. 26). D'après United Research Services Corporation (2009, p. 7-1), d'autres sources peuvent aussi être envisagées, dont les effluents des usines de traitement d'eaux usées municipales ou industrielles, les bassins artificiels (carrières), les eaux salées et les eaux de reflux.

Lorsque l'on considère les sources d'approvisionnement, il est important de rappeler que, dans le cycle de l'eau, les eaux de surface et les eaux souterraines sont intimement liées et qu'il importe d'opter pour une perspective de gestion intégrée de la ressource (M. René Therrien, DT10, p. 66). La ressource doit en effet être accessible pour les personnes vivant dans un bassin versant donné, pour les diverses industries qui s'y sont développées au cours des ans ainsi que pour la faune et la flore. À cet effet, depuis 2001, les Organismes de bassins versants (OBV) ont été créés avec pour mandat de « promouvoir les grands principes de la gouvernance participative et la gestion intégrée et concertée de l'eau par bassin versant ». Le Regroupement des organismes de bassins versants est d'avis qu'il importe que les pratiques de l'industrie soient intégrées dans leur plan directeur de l'eau, et qu'elles respectent les zones sensibles identifiées (DM96, p. 4). Selon le *Bilan de l'état de*

1. University of Pennsylvania, College of Agricultural Sciences [en ligne : 18 février 2011 : http://extension.psu.edu/naturalgas/webinars/recorded/water-use-and-water-re-use-recycling-in-marcellus-shale-gas-exploration-and-production].
2. *Ibid.*

situation des OBV en 2010, les plans directeurs de l'eau des 33 OBV présents au Québec doivent être déposés en mars 2011 alors que les 40 OBV résultant d'un redécoupage des bassins versants ont jusqu'à mars 2013 pour le faire.

Par ailleurs, il n'existe pas actuellement de portraits régionaux ou par bassins versants des prélèvements d'eau mais, depuis août 2009, la déclaration des prélèvements est obligatoire, ce qui permettra de réaliser ces portraits à moyen terme (M. Michel Ouellet, DT10, p. 5 et 55).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que l'industrie devrait travailler de concert avec les organismes de bassins versants et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs afin que les activités de cette industrie, incluant les effets cumulatifs, soient prises en compte dans les plans directeurs de l'eau.*

Les eaux de surface

Les eaux de surface considérées pour les besoins de l'industrie du gaz de shale sont celles que l'on retrouve dans les cours d'eau ayant la capacité de répondre à la demande. D'après le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, les prélèvements d'eau de surface ne devraient pas poser de problème s'ils sont faits dans les rivières principales, mais il pourrait en être autrement dans les cours d'eau secondaires (DB1, p. 27). Selon le Ministère, si l'industrie pouvait planifier ses travaux de fracturation hydraulique au cours des périodes de l'année où le débit des cours d'eau est le plus important, soit au moment des crues du printemps ou de l'automne, l'impact des prélèvements d'eau sur le régime hydrique d'un bassin versant serait minimisé (DQ10.1, p. 5).

L'évaluation du débit d'eau pouvant être prélevé est basée sur la connaissance du débit d'étiage ($Q_{2\text{-}7}$). Le débit d'étiage $Q_{2\text{-}7}$ correspond à 20 % du débit d'étiage de récurrence de deux ans calculé sur sept jours consécutifs. Ce débit est établi à partir de mesures effectuées à l'aide de jauges localisées à des endroits précis et vise à maintenir la capacité de support des écosystèmes. Ces données sont compilées et utilisées pour estimer les débits d'étiage $Q_{2\text{-}7}$ pour d'autres cours d'eau du secteur.

À titre d'exemple, le Ministère a présenté un calcul de prélèvement d'eau dans la rivière aux Ormes pour fracturer un puits en huit étapes, exigeant un volume total de 15 000 m^3 d'eau prélevé sur dix jours. La proportion du débit d'étiage prélevée a été évaluée selon deux débits de pompage différents, soit sur une base de 24 ou 6 heures par jour. Le débit d'étiage considéré est de 1,0 m^3/s et le débit d'extraction permissible, de 20 % de cette valeur. La situation la plus exigeante est celle où le pompage est à plus fort débit et, dans ce cas, le débit nécessaire serait de 0,07 m^3/s, soit environ 6,9 % du débit d'étiage, de telle sorte que 13,1 % de ce débit serait

disponible pour d'autres usages[1]. Ces calculs montrent l'importance de bien évaluer la capacité des cours d'eau selon l'évolution, les effets cumulatifs des forages avec fracturation hydraulique ainsi que les priorités d'usages dans un bassin versant.

Il y aurait lieu de s'assurer que le contrôle des prélèvements puisse s'appuyer sur un réseau approprié de jauges. D'ailleurs, les représentants de la Susquehanna River Basin Commission ont implanté des jauges permettant de suivre en temps réel les niveaux d'eau des cours d'eau. Les données sont publiques et disponibles dans son site Web. De plus, un projet d'étude de cette Commission vise à valider ses hypothèses de travail utilisées pour autoriser des prélèvements dans un cours d'eau à partir de mesures de débit réalisées à des jauges installées sur un cours d'eau différent (rencontre du 30 novembre 2010, Pennsylvanie).

Un autre élément important à considérer est le choix de l'emplacement où se ferait le prélèvement. Selon le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, ce choix doit tenir compte de divers critères, dont la présence d'espèces touchées par une réduction du débit, la période de l'année et la situation du lieu par rapport aux zones de recharge des aquifères.

- *La commission d'enquête constate que les ressources en eau de surface pourraient suffire aux besoins de l'industrie du gaz de shale à condition qu'elles soient utilisées au cours de périodes approuvées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.*

La *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection* (L.R.Q., c. C-6.2) oblige les usagers à payer une redevance selon leur consommation. Cette redevance perçue par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs est versée au Fonds vert mis en place avec l'entrée en vigueur de la *Loi sur le développement durable* en 2006 et cette redevance est consacrée à la gestion intégrée des ressources en eau et à l'acquisition de connaissances sur le sujet. La consommation est mesurable au lieu de prélèvement par des jauges réservées à cet usage. Ces données, ajoutées au système de surveillance, servent non seulement à évaluer les coûts pour l'industrie, mais aussi à gérer la ressource. De plus, les technologies de surveillance des débits, comme celles utilisées en Pennsylvanie, permettent d'assurer un suivi en temps réel et de contrôler directement le prélèvement durant les périodes de restriction (rencontre du 30 novembre 2010). Tout comme l'indiquaient les Directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie, la mise en

1. Ces débits prélevés dépassent le seuil de 379 m^3/j pour lequel des dispositions particulières prévaudront pour un prélèvement effectué sur le territoire visé par l'Entente sur les ressources en eaux durables des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent.

place d'un tel système permettrait « d'assurer un suivi de l'impact des prélèvements d'eau de l'industrie sur les volumes et les débits d'eau des sources d'eau potable concernées (eau souterraine et de surface) » (DM100, p. 12).

Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune indique que, dans une éventuelle analyse des besoins de l'industrie, les organismes de bassins versants auraient à formuler des avis sur les dispositions à prévoir dans le projet de loi sur les hydrocarbures pour tenir compte des enjeux environnementaux entourant l'exploration et l'exploitation du gaz de shale au Québec (DQ16.1).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le réseau de surveillance des débits des cours d'eau devrait être adapté pour assurer une gestion appropriée en tenant compte des effets cumulatifs des activités industrielles et de la capacité de support des écosystèmes.*

Les eaux souterraines

L'eau souterraine constitue une source d'approvisionnement en eau potable privilégiée puisqu'elle ne nécessite généralement pas de traitement préalable. Dans le *Guide technique sur le captage des eaux souterraines pour les résidences isolées*, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs indique que l'eau souterraine est vulnérable aux nombreuses sources de contamination découlant des activités humaines et que le traitement d'une eau souterraine contaminée peut s'avérer long et coûteux, voire impossible dans certains cas (MDDEP, 2008)[1]. De plus, la migration de contaminants dans l'eau souterraine est lente en comparaison de celle dans l'eau de surface. Il peut donc se passer plusieurs années ou même plusieurs décennies entre le moment où un contaminant est relâché dans l'eau souterraine jusqu'à ce qu'il soit observé à un point récepteur, comme un puits de captage ou un cours d'eau. Il est donc important de protéger les eaux souterraines pour en assurer la pérennité, ce qui requiert une connaissance de leur qualité et de leur quantité.

La connaissance actuelle des eaux souterraines des basses-terres du Saint-Laurent repose principalement sur des études hydrogéologiques réalisées dans les années 1970 et au début des années 1980 (DM103, p. 5). Ces études régionales sont disponibles dans des rapports hydrogéologiques gouvernementaux qui couvrent le bassin versant d'une rivière ou l'ensemble des basses-terres (DB14). Cette connaissance provient des puits de captage existants dont la profondeur maximale est d'environ 100 m pour 99 % des puits forés (DB1, p. 29).

1. [En ligne (2 février 2011) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/guide.pdf].

Pour l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent, une carte hydrogéologique dressée en 1972 illustre le portrait régional de la qualité de l'eau et identifie les formations géologiques qui peuvent être exploitées à l'aide de puits de captage (Prévôt, DB14). Il y est indiqué que la perméabilité du Groupe d'Utica est très faible et qu'elle ne permet guère de tirer d'un puits plus de 45 litres d'eau à la minute. La carte montre également que l'eau souterraine n'est pas toujours propre à la consommation humaine. L'eau souterraine située entre les collines montérégiennes et la rivière Saint-François, sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, a en effet une concentration en solides dissous qui excède 500 ppm et est donc considérée comme salée. Cette eau peut cependant être utilisée à d'autres fins sans être traitée[1].

Une analyse des débits de pompage des puits de captage d'eau souterraine réalisée en 1979 a permis de classer les unités géologiques des basses-terres du Saint-Laurent selon qu'elles ont une perméabilité faible, modérée ou forte et de dresser un portrait régional de la qualité de l'eau souterraine à partir d'un échantillonnage dans des puits (Simard et Des Rosiers, 1979, DB14). Selon le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, les connaissances actuelles suggèrent que la perméabilité des formations géologiques des basses-terres du Saint-Laurent ne serait pas suffisante pour satisfaire les besoins de l'industrie :

> Généralement, les nappes phréatiques des basses-terres du Saint-Laurent ne sont pas assez productives pour fournir l'eau requise pour l'étape de fracturation. (DB1, p. 27)

Des études hydrogéologiques locales ont été menées depuis le début des années 1980, notamment pour répondre éventuellement au besoin en alimentation des municipalités. Il n'y a toutefois pas eu de mise à jour des connaissances hydrogéologiques régionales des basses-terres du Saint-Laurent depuis l'étude de Simard et Des Rosiers, autant pour les régions déjà étudiées que pour celles qui n'ont jamais fait l'objet d'études.

La cartographie régionale de l'eau souterraine a redémarré au Québec dans les années 1990 avec des projets dans la région de Portneuf et dans les Basses-Laurentides (DM103, p. 5). Ces projets ont mené à la publication de guides méthodologiques pour les aquifères granulaires[2] et dans les roches sédimentaires fracturées[3]. Ces guides proposent une approche plus détaillée que celle utilisée pour

1. La National Ground Water Association indique, par exemple, que l'eau souterraine dont la concentration est entre 500 ppm et 1 000 ppm en solides dissous peut être utilisée pour l'irrigation tandis que les chaudières industrielles de chauffage et de refroidissement peuvent utiliser de l'eau souterraine dont la concentration atteint 3 000 ppm. [En ligne (2 février 2011) : www.ngwa.org/programs/educator/lessonplans/aquiferuseability.aspx].
2. [En ligne (2 février 2011) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/aquiferes/guide_granulaires.pdf].
3. [En ligne (2 février 2011) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/aquiferes/guide_fractures.pdf].

les études hydrogéologiques des années 1970 et 1980, notamment en incluant la cartographie de la vulnérabilité des aquifères à la contamination de surface. D'autres projets ont depuis été réalisés selon le même modèle dans les bassins versants de la rivière Châteauguay et de la rivière Chaudière (DB53).

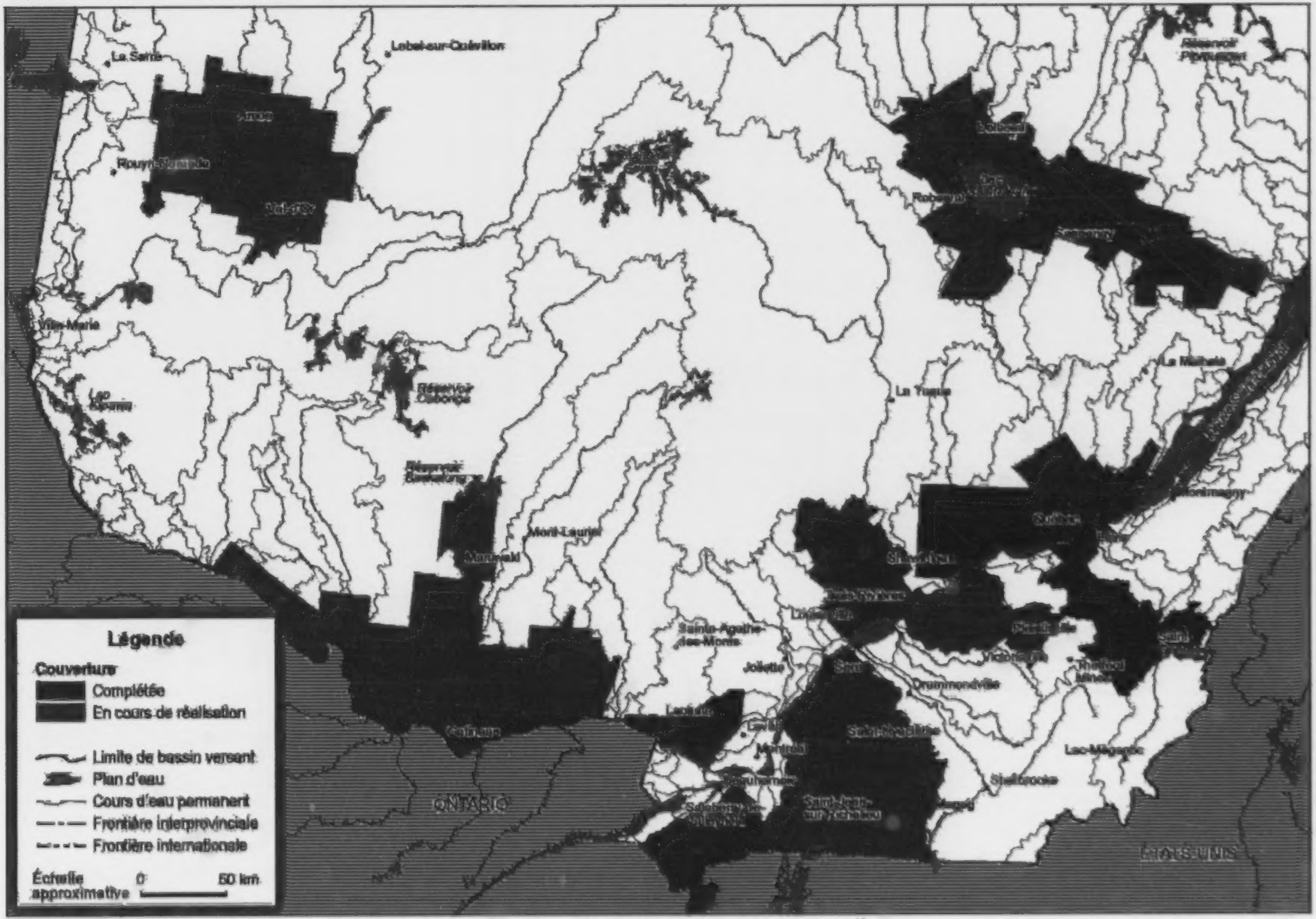
Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a annoncé en 2008 la création du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES), ayant pour objectif de réaliser la cartographie des aquifères et l'inventaire des ressources en eaux souterraines de façon systématique au Québec (figure 13). Le Programme vise à poursuivre les travaux de cartographie régionale amorcés dans les années 1990 et est basé sur les guides méthodologiques mentionnés précédemment. Le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines indique qu'une étude de caractérisation réalisée à l'intérieur de ce Programme comporte :

- une description de la région et du contexte géologique et hydrogéologique ;
- un bilan hydrologique (incluant la recharge des nappes et leur niveau d'exploitation) ;
- un portrait de la qualité de l'eau souterraine ;
- une évaluation de la vulnérabilité des nappes et des activités potentiellement polluantes ;
- une évaluation de la pérennité de la ressource (quantité et qualité) ;
- des recommandations concernant la gestion et le suivi de la ressource.

(DM103, p. 7)

Les projets menés visent donc à réaliser l'inventaire de la ressource pour une région donnée. Ils fourniront une compréhension de base des systèmes aquifères nécessaire à la gestion de la quantité et de la qualité de l'eau souterraine dans cette région, selon les recommandations du Conseil des académies canadiennes pour assurer le développement durable de l'eau souterraine (DM103, p. 12 ; DD7 ; DD8). Dans la région visée par l'exploitation du gaz de shale, des projets sont en cours en Montérégie-Est, sur le bassin versant de la rivière Bécancour, en Basse-Mauricie et sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Québec.

Figure 13 Couverture de la cartographie hydrogéologique



Sources : adaptée de DB79 ; [en ligne (7 février 2011) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/programmes/carte_hydrogeo.pdf].

Lorsque les projets seront terminés en 2013, la moitié du territoire municipalisé au Québec sera couvert (DB53). À ce moment, le gouvernement décidera de poursuivre ou non l'objectif à long terme du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs qui est de couvrir la totalité du territoire municipalisé au Québec :

> La couverture du territoire ne sera pas encore complète à la fin des projets PACES actuels. D'autres bassins présentement visés par l'exploitation du gaz de shale (ou qui pourraient l'être éventuellement) ne font pas encore l'objet de projets de caractérisation. C'est le cas notamment des bassins des rivières du Chêne, Nicolet et Saint-François. En 2013, au terme du programme, le gouvernement évaluera l'opportunité de reconduire le programme afin de compléter l'acquisition de connaissances sur le territoire municipalisé du Québec. (DQ29.1)

Le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines estime que dans la région visée par l'exploitation du gaz de shale, les connaissances actuelles sur les eaux souterraines sont insuffisantes, voire inexistantes, et que « les lacunes dans ces connaissances doivent être prises en compte au moment de l'autorisation de nouveaux projets » (DM103, p. 1). Il est aussi d'avis qu'il importe d'éviter les forages dans les aquifères importants pour la communauté locale ou potentiellement très productifs ou ceux qui alimentent des réseaux publics de distribution d'eau potable, étant donné l'incertitude liée aux impacts à long terme de l'exploitation du gaz de shale (DM103, p. ii et 17).

Afin d'assurer la protection des sources d'approvisionnement en eau potable, le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* [R.R.Q., c. M-13.1, r. 1] mentionne à l'article 22 qu'il est interdit de forer « au sein d'une aire d'alimentation d'une installation de captage d'eau souterraine établie conformément à l'article 25 du *Règlement sur le captage des eaux souterraines* [...] et alimentant en eau potable un système d'aqueduc exploité par une municipalité », ou « à moins de 200 m d'une installation de captage d'eau souterraine alimentant en eau potable un établissement d'enseignement, un établissement de santé et de services sociaux, un système d'aqueduc exploité par une municipalité ou un système d'aqueduc privé desservant en majorité des résidences privées ». L'application de cet article nécessite que l'aire d'alimentation d'une installation de captage soit établie. Cependant, le rapport de mise en œuvre du *Règlement sur le captage des eaux souterraines*[1] indique que toutes les aires de protection et d'alimentation au Québec n'ont pas encore été identifiées :

1. [En ligne (2 février 2011) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/rapport-mise-en-oeuvrerces.pdf].

> De l'été 2007 au printemps 2008, une vaste opération a été lancée auprès des exploitants de réseaux municipaux desservant plus de 200 personnes afin de leur rappeler leurs obligations relativement aux dispositions de l'article 25.
>
> Les résultats de cette enquête indiquent que, sur le total des 476 exploitants contactés, 85 % de ceux-ci avaient, en avril 2008, soit terminé (65 %) ou amorcé les travaux (20 %) de détermination des aires de protection pour leurs installations de captage et 14 % des exploitants n'avaient pas débuté les travaux. Pour quelques cas, l'information n'était pas disponible.
>
> Un exploitant peut posséder plusieurs installations de captage pour lesquelles les aires de protection doivent être déterminées. Il y aurait environ 130 installations de captage visées par l'art. 25 et pour lesquelles la détermination des aires n'était pas commencée en avril 2008.
> (p. 19)

Les municipalités peuvent recourir au Programme de la taxe sur l'essence et de la contribution du Québec (TECQ) pour financer les coûts liés à la détermination de ces aires[1].

Il n'existe pas de définition au Québec de ce qu'est un aquifère important. Toutefois, le *Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles* [R.R.Q., c. Q-2, r. 6.02] interdit, à l'article 16, l'aménagement d'un lieu d'enfouissement technique au-dessus d'une nappe libre ayant un potentiel aquifère élevé, défini comme étant la possibilité de soutirer en permanence, à partir d'un même puits de captage foré dans l'aquifère, un débit d'au moins 25 m^3 d'eau par heure.

Il existe cependant ailleurs des exemples de cartographie des principaux aquifères à protéger, comme dans l'État de New York où on a identifié les aquifères primaires et les aquifères principaux. Dans cet État, les aquifères primaires sont les aquifères très productifs utilisés comme source d'eau potable par les réseaux principaux de distribution d'eau potable. Les aquifères principaux sont les aquifères très productifs qui ne sont pas utilisés de façon intense comme source d'eau potable par les réseaux principaux de distribution d'eau potable. Dans l'État de New York, des restrictions sont imposées pour certaines activités liées à l'industrie gazière et pétrolière dans ces aquifères primaires et principaux (NYSDEC, 2009, p. 2-20, 6-42, 7-27 à 7-31 et 7-44).

1. Ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire [en ligne (2 février 2011) : www.mamrot.gouv.qc.ca/infrastructures/programme-de-transfert/programme-de-la-taxe-sur-lessence-et-de-la-contribution-du-quebec-2010-2013-tecq/].

- *La commission d'enquête note que les données disponibles indiquent que les nappes phréatiques dans les basses-terres du Saint-Laurent ne sont généralement pas assez productives pour fournir l'eau requise aux activités de fracturation hydraulique et que l'eau souterraine constitue une source d'approvisionnement en eau potable à conserver et à protéger puisqu'elle ne nécessite généralement pas de traitement préalable.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les ressources en eau prélevées par l'industrie gazière devraient être les eaux de surface. Cependant, des sources d'eau de rechange pourraient être privilégiées, comme l'eau souterraine impropre à la consommation.*

- *La commission d'enquête constate que les projets actuels d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines, qui seront complétés en 2013, couvrent environ 50 % de la région visée pour l'exploration et l'exploitation du gaz de shale. Ces projets fourniront une compréhension de base des systèmes aquifères requise pour assurer la protection des eaux souterraines.*

- ***Avis** – Afin de protéger les eaux souterraines, la commission d'enquête est d'avis que, pour les territoires visés par l'exploration et l'exploitation du gaz de shale et qui ne sont pas couverts par les projets actuels d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, les forages ne devraient être autorisés qu'après la réalisation d'une étude hydrogéologique comparable.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'un inventaire des aquifères importants actuellement exploités ou potentiellement exploitables devrait être réalisé et que des mesures devraient être mises en place afin d'assurer leur protection. La définition de ce qui constitue un aquifère important et les mesures de protection requises devraient être établies par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.*

- ***Avis** – La commission d'enquête note que les municipalités ont l'obligation de déterminer les aires de protection et d'alimentation des réseaux d'approvisionnement en eau potable. Elle est d'avis qu'elles devraient le faire le plus rapidement possible afin d'assurer que ces aires soient exemptes de travaux de forage de puits de gaz.*

Selon le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines, l'un des défis pour la protection des eaux souterraines dans l'exploitation du gaz de shale vient du fait que l'information hydrogéologique existante et celle qui sera disponible avec les projets d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines seront limitées à une profondeur maximale de 100 m alors que les forages d'exploration et d'exploitation seront plus profonds :

> Ainsi, les échanges dans le socle rocheux entre les eaux souterraines superficielles et les eaux plus profondes, soit dans la zone d'exploitation des gaz de shale, sont des éléments pour lesquels très peu de données sont disponibles. Les données recueillies par l'industrie dans ses travaux d'exploration seraient fort utiles pour mieux comprendre la dynamique hydrique des formations entre 100 et 1 000 m.
> (DM103, p. 13)

Sachant que, de façon générale, la salinité de l'eau souterraine augmente avec la profondeur, l'Alberta a défini l'élévation de base pour la protection de l'eau souterraine comme étant la profondeur au-dessus de laquelle l'eau souterraine est jugée non salée et utilisable sans traitement (Lemay, 2008). La province définit un aquifère contenant de l'eau non salée comme toute couche géologique capable de produire de l'eau contenant des solides dissous à une concentration inférieure à 4 000 mg/l (4 000 ppm). Toute l'eau souterraine située au-dessus de l'élévation de base doit donc faire l'objet de mesures de protection.

Un représentant du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs est d'avis qu'il « serait effectivement intéressant de définir la profondeur des eaux souterraines utilisables (i.e. ayant une salinité inférieure à 4 000 mg/l). Ceci permettrait de définir la zone active de circulation de l'eau souterraine et aiderait à définir la quantité totale de ressources en eau souterraine exploitable dans une région ». Cependant, les projets actuels d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines ne pourront pas définir la profondeur à laquelle la concentration des eaux souterraines atteint 4 000 mg/l (M. Michel Ouellet, DT1, p. 49 à 51) :

> Ces études se basent principalement sur les forages et puits réalisés pour l'exploration et l'exploitation des ressources en eau souterraine. Ces forages sont généralement limités à une profondeur de 100 m.
> [...] Il ne serait pas avisé de demander à ce que la profondeur de la base des eaux souterraines utilisables soit définie dans le cadre des projets PACES parce que cela exige l'utilisation de moyens qui ne sont pas couramment utilisés en hydrogéologie. Des levés géophysiques pourraient être envisagés, mais l'approche la plus prometteuse [...] serait d'interpréter les diagraphies qui sont faites dans les forages pétroliers. Ces diagraphies ne sont cependant pas toujours mesurées dans la partie peu profonde des forages pétroliers. Une étude spécifique serait nécessaire pour définir la profondeur des eaux souterraines utilisables ainsi que la réalisation d'un inventaire des informations utilisables à cette fin.
> (DQ29.1, p. 2)

L'un des biens livrables du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines est la cartographie de la vulnérabilité des aquifères à une contamination provenant de la surface pour l'ensemble du territoire couvert par un projet (DB79 ; M. John Molson, DT1, p. 45 et 46). Dans le cas de l'exploration et l'exploitation du gaz de shale, il existe cependant un risque potentiel de contamination de l'eau souterraine

à partir de sources situées sous la surface, par exemple les forages ou la fracturation hydraulique, qui ne sera pas évalué avec le Programme d'acquisition des connaissances sur les eaux souterraines (DM103, p. 14).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'il faudrait combler les lacunes dans la compréhension de l'écoulement des eaux souterraines à des profondeurs de plus de 100 m dans les formations rocheuses des basses-terres du Saint-Laurent.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que l'industrie devrait partager les données géologiques et hydrogéologiques à des profondeurs de plus de 100 m, jugées pertinentes, avec les chercheurs et les organismes responsables de la gestion des eaux souterraines.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que la limite de 4 000 mg/l pour la concentration en solides dissous devrait être retenue pour déterminer les eaux souterraines utilisables et que la profondeur à laquelle cette limite est atteinte devrait être fixée sur le territoire visé par l'exploration et l'exploitation du gaz de shale.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que la vulnérabilité des aquifères à une contamination potentielle provenant du sous-sol occasionnée par l'exploration et l'exploitation du gaz de shale devrait être établie par des études scientifiques.*

Les prélèvements d'eau

Les entreprises comptent utiliser l'eau de surface (DM148, p. 57). Elles pourraient également prélever de l'eau souterraine ou s'approvisionner auprès d'une municipalité.

L'encadrement

Pour prélever de l'eau de surface ou souterraine, l'industrie doit au préalable obtenir une autorisation du gouvernement. Actuellement, les prélèvements sont autorisés selon deux mécanismes (DB1, p. 27) :

– pour l'eau de surface, le prélèvement est assujetti à l'obtention d'une autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Une étude hydrologique évaluant les impacts du prélèvement sur les autres usagers du cours d'eau et sur l'environnement doit accompagner la demande (DQ30.2). D'autres lois et règlements peuvent aussi s'appliquer. Par exemple, lorsque le prélèvement est fait dans un habitat du poisson situé sur des terres du domaine de l'État, l'article 17 du *Règlement sur les habitats fauniques* [c. C-61.1, r. 0.1.5] s'applique. Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune peut, à la

demande du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, fournir un avis en vertu de la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune* (PR3.1, p. 11 ; DB77) ;

- pour le captage de l'eau souterraine, l'autorisation est nécessaire en vertu de l'article 31 du *Règlement sur le captage des eaux souterraines* [R.R.Q., c Q-2, r. 1.3]. La demande d'autorisation doit inclure une étude hydrogéologique évaluant les impacts sur les autres usagers et sur l'environnement.

L'encadrement du prélèvement d'eau est appelé à changer avec l'entrée en vigueur de l'article 19 de la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection* (chapitre 21 des lois de 2009). Selon cette disposition qui modifie la *Loi sur la qualité de l'environnement*, le pouvoir d'autorisation du ministre sera exercé « de manière à assurer la protection des ressources en eau, notamment en favorisant une gestion durable, équitable et efficace de ces ressources ainsi qu'en prenant en compte le principe de précaution et les effets du changement climatique » et à :

> [...] viser à satisfaire en priorité les besoins de la population en matière de santé, de salubrité, de sécurité civile et d'alimentation en eau potable. Les conditions de l'autorisation devront également viser à concilier les besoins :
>
> 1 des écosystèmes aquatiques à des fins de protection ;
>
> 2 de l'agriculture, de l'aquaculture, de l'industrie, de la production d'énergie et des autres activités humaines, dont celles liées aux loisirs et au tourisme.
>
> (DB27, p. 12)

Le pouvoir d'autorisation du ministre ne se limitera pas à l'examen du prélèvement d'eau sur les autres usagers et sur l'environnement, mais s'étendra à son utilisation puis à son retour au milieu après usage, et ce, tant sur le plan de la quantité que de la qualité :

> En plus de pouvoir être assortie de toute condition, restriction ou interdiction que le ministre juge nécessaire, l'autorisation émise par le ministre pourra, en fonction d'informations nouvelles ou complémentaires rendues disponibles après cette autorisation ou par suite d'une réévaluation des informations existantes sur la base de connaissances scientifiques nouvelles ou complémentaires, voir ses conditions modifiées par une ordonnance du ministre. Cette ordonnance pourra également y mettre fin, et ce, sans indemnité.
>
> (DQ10.1, p. 6)

De plus, des dispositions particulières prévaudront pour un prélèvement effectué sur le territoire visé par l'*Entente sur les ressources en eaux durables des Grands Lacs et*

du fleuve Saint-Laurent[1] signée en 2005, entraînant une consommation de plus de 379 m^3 par jour. Le prélèvement d'eau ne pourra y être autorisé que si, entre autres :

> Les eaux prélevées sont retournées en totalité au bassin, que la quantité d'eau prélevée ne cause aucun impact négatif significatif, individuel ou cumulatif, sur la quantité ou sur la qualité des eaux du bassin, que le prélèvement est soumis à des mesures de conservation de l'eau et que la quantité d'eau prélevée est raisonnable compte tenu d'un certain nombre de facteurs (usage actuel est destiné l'eau, mesures prises pour utiliser efficacement l'eau, etc.). Enfin, pour toute consommation de 19 000 m^3 ou plus par jour, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devra aviser les autres parties de l'Entente pour que ces dernières aient l'occasion de présenter leurs observations. (DB1, p. 28)

L'exercice de ce nouveau pouvoir s'effectuera en tenant compte des impacts sur :

- les droits d'utilisation d'autres personnes ou municipalités, à court, moyen et long terme ;
- la disponibilité et la répartition des ressources en eau, dans le but de satisfaire ou de concilier les besoins actuels ou futurs des différents usages de l'eau ;
- l'évolution prévisible du milieu rural et du milieu urbain, en lien notamment avec les objectifs du schéma d'aménagement et de développement de toute municipalité régionale de comté (MRC) ou communauté métropolitaine concernée par le prélèvement, ainsi que sur l'équilibre à assurer entre les différents usages de l'eau ;
- le développement économique d'une région ou d'une municipalité.

(DB1, p. 28)

Un représentant du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a indiqué que ce nouveau régime d'autorisation utilisera la notion de débit réservé plutôt que le débit d'étiage $Q_{2,7}$. Il explique que le débit réservé reflète tant les besoins en eau des usagers immédiats du cours d'eau que la capacité de support des écosystèmes et représente un seuil sous lequel le débit du cours d'eau ne devrait pas baisser. Selon lui, cette approche a l'avantage d'offrir une certaine marge de manœuvre et d'optimiser les prélèvements puisque tout ce qui excède le seuil peut être prélevé et stocké pour être utilisé ultérieurement. Il est ainsi possible de prélever l'eau principalement lorsqu'elle est abondante, comme au cours d'une crue (M. Charles Poirier et M. Michel Ouellet, DT5, p. 52 à 58 et DT10, p. 63, 73 à 74). Un règlement d'application du nouveau pouvoir d'autorisation pourrait être publié au

1. Le bassin du fleuve Saint-Laurent est défini comme étant la partie du territoire du Québec dont les eaux convergent vers le fleuve Saint-Laurent en amont de Trois-Rivières, exclusion faite du bassin de la rivière Saint-Maurice et de la rivière Bécancour (DB27, p 16 et 30).

cours de la prochaine année et un règlement d'application des dispositions de l'Entente dans les prochains mois (M. Michel Ouellet, DT6, p. 32).

Depuis août 2009, l'industrie du gaz de shale doit comptabiliser et déclarer ses prélèvements d'eau puisqu'elle est assujettie au *Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau* [R.R.Q., c. Q-2, r. 3.2.1] visant à privilégier une gestion responsable de l'eau. Elle est également visée, depuis janvier 2011, par l'entrée en vigueur de la redevance sur l'eau, qu'elle effectue son prélèvement à la source ou dans un réseau d'aqueduc[1]. L'industrie doit débourser 0,07 $ par m^3 d'eau utilisée, soit environ 1 000 $ pour les quelque 15 000 m^3 d'eau nécessaires par puits. Cette redevance est versée au Fonds vert (M. Michel Ouellet, DT10, p. 58).

- *La commission d'enquête constate que l'encadrement des prélèvements d'eau auquel serait soumise l'industrie du gaz de shale est réalisé suivant deux mécanismes différents selon qu'il s'agit d'eau de surface ou d'eau souterraine et que cet encadrement est en révision.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le nouveau pouvoir d'autorisation d'un prélèvement d'eau qui résultera de l'entrée en vigueur de l'article 19 de la* Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection *encadrera plus adéquatement un prélèvement et que, par conséquent, cet article devrait entrer en vigueur.*

L'approvisionnement auprès d'une municipalité

Une municipalité peut accepter d'alimenter en eau une industrie (DB1, p. 26), à condition de respecter le volume d'eau pour lequel elle détient une autorisation[2]. Elle peut aussi demander une autorisation d'augmenter son prélèvement. Le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire a précisé à ce sujet :

> En vertu de ses compétences en environnement et de ses pouvoirs en matière d'alimentation en eau, une municipalité peut notamment établir des ententes avec une personne dont les activités exigent une consommation en eau hors de l'ordinaire malgré sa réglementation en matière d'alimentation en eau (article 23 de la *Loi sur les compétences municipales*).
>
> Toutefois, une municipalité n'a pas l'obligation d'établir une telle entente et elle n'est en conséquence pas tenue de desservir un contribuable qui n'est pas

1. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs [en ligne (23 décembre 2010) : www.mddep.gouv.qc.ca/infuseur/communique.asp?No=1817].
2. La municipalité obtient une autorisation de prélèvement d'eau de surface en vertu de l'article 32 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

desservi par son réseau d'eau potable municipal. De plus, si le réseau d'aqueduc ne se rend pas au contribuable en question, rien ne la force à l'y rendre.
Par contre, dans l'éventualité où un réseau d'aqueduc municipal dessert un contribuable, une municipalité ne peut refuser de desservir celui-ci sans raison. À cet effet, l'article 27 de la *Loi sur les compétences municipales* prévoit les seuls cas pour lesquels une municipalité peut suspendre le service de l'eau.
(DQ9.1)

- *La commission d'enquête constate que les entreprises d'exploration et d'exploitation du gaz de shale pourraient prélever l'eau dont elles ont besoin à une source municipale à la condition que la municipalité accepte de les approvisionner.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le développement d'un gisement gazier devrait être accompagné d'un plan de gestion des prélèvements de l'eau.*

Les sources de contamination

La contamination des eaux de surface et souterraines par les activités d'exploration et d'exploitation de gaz peut résulter d'activités réalisées en surface, à la suite de déversements accidentels de produits chimiques ou d'eaux usées, de fuites de liquides provenant de l'équipement fixe et des véhicules lourds, des boues de forage ou du traitement inadéquat de l'eau usée. La contamination peut aussi résulter d'activités souterraines, au cours de la réalisation du forage et de la fracturation hydraulique réalisée avec des fluides contenant des additifs chimiques (DB48).

Le document d'information sur le développement du gaz de shale au Québec produit par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune n'aborde que sommairement la question de l'eau souterraine et ne présente pas d'inventaire des cas de contamination par les activités de gaz. Le Ministère considère que les opérations de fracturation hydraulique se font à au moins 1 000 m de profondeur sous les aquifères et que les méthodes de forage utilisées protégeraient les réserves d'eau potable (PR3.1, p. 9 et 19).

Pour sa part, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs rapporte que « l'impact le plus fréquent sur les puits domestiques situés à proximité des puits de gaz est une augmentation temporaire de la turbidité de l'eau puisée » et que « les activités de surface, surtout la mise en place des bassins de rétention des eaux, des boues de forage et des eaux de fracturation retournées, constituent une voie de contamination potentielle pour les aquifères ». Le Ministère précise que « très peu de cas de contamination d'aquifères sont documentés » (DB1, p. 30).

Des cas de contamination par l'exploitation du gaz et du pétrole sont connus (Harrison 1983 ; Gurevich *et al.*, 1993 ; DB93). Une compilation récente en Pennsylvanie (Pennsylvania Department of Environmental Protection, 2009) souligne quelques cas de contamination de nappes ou encore d'accumulation de gaz dans les puits d'eau potable et cela pour diverses raisons, allant de puits surpressurisés à des fuites provenant d'anciens puits abandonnés construits selon des méthodes obsolètes.

Les forages

Les sites de forage

Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, l'aménagement des sites de forage respecterait les normes de l'Association canadienne de normalisation et de l'American Petroleum Institute. L'aménagement de l'emplacement du puits consiste à décaper la terre végétale et les dépôts de surface sous-jacents, aplanir l'emplacement, compacter le sol et le recouvrir ensuite d'une toile géotextile puis de matériaux granulaires. Une membrane imperméable est étendue sous le site du forage pour récupérer les fluides qui pourraient s'écouler depuis les installations de forage. Le site est finalement recouvert de sable, de gravier ou de béton recyclé (DM148, p. 37 et 38).

Lorsque le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs reçoit une demande d'autorisation d'une activité industrielle en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, il peut exiger une caractérisation du terrain avant le début des activités tel que le prévoit l'article 5.3 de la *Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés*. Une fois les activités réalisées, une nouvelle caractérisation du terrain doit être réalisée. S'il a été contaminé, le terrain doit être décontaminé et ramené à sa qualité initiale (M. Martin Tremblay, DT2, p. 85 et 86). Toutefois, le forage d'un puits de gaz n'est pas conditionnel à une autorisation du Ministère. Par contre, au moment de la cessation de certaines activités, l'article 31.51 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* prévoit qu'une étude de caractérisation est nécessaire et qu'un plan de restauration doit être présenté si le terrain est contaminé. Les activités d'exploration et d'exploitation gazière sont visées par cette disposition en vertu de l'article 2 du *Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains contaminés* [R.R.Q., c. Q-2, r. 18.1.01]. Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs n'a jusqu'à maintenant pas été informé de problèmes de contamination à un site de forage (M. Martin Tremblay, DT2, p. 85 et 86).

La conception et l'intégrité du puits

Au Québec, la conception actuelle du puits doit être faite selon le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*. La conception du puits doit assurer que le gaz est bien confiné à l'intérieur des tubages prévus à cet effet et qu'il n'y a pas de risques de contamination des couches géologiques supérieures, des aquifères ainsi que de l'air ambiant à proximité du puits.

Les fuites de gaz peuvent cheminer de deux façons : par l'intérieur du puits et de ses enceintes résultant en une fuite éventuelle par les évents ou entre le puits et la formation géologique (migration de gaz). L'Association pétrolière et gazière du Québec mentionne ce phénomène (DB148, p. 58). De son côté, Talisman Energy indique que la possibilité que du gaz ou du liquide remonte à la surface d'un puits, en raison d'une étanchéité incomplète entre le tubage de surface et le ciment ou entre le ciment et la formation adjacente, est faible et que la présence de gaz naturel à la surface n'est pas nécessairement un indicatif d'un écoulement à partir du tubage de surface ou d'une migration de gaz (DM147, p. 23 et 24).

À l'automne de 2010, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune a effectué 31 inspections de sites de forage, dont 29 étaient liés à l'exploration du gaz de shale. De ces 29 sites, 18 présentaient des émanations de gaz naturel alors que pour un site les données étaient en traitement. Les émanations de gaz naturel concernent donc 64 % des puits (DQ28.1, p. 22). Parmi les signes d'émanation, une migration de gaz naturel a été détectée dans 12 des 28 puits (42 %), alors que les fuites de gaz par l'évent ont été mesurées de façon significative dans 17 des 28 puits (61 %). Il est à noter que certains évents des 28 puits étaient submergés et que la concentration en méthane n'a donc pu être mesurée (DQ35.1).

D'après Wojtanowicz (2008), la remontée de gaz le long du puits est un indice qu'il y a un problème important d'intégrité du puits, c'est-à-dire que la qualité du scellement entre la formation géologique et le ciment n'est pas adéquate.

L'Alberta[1] et la Colombie-Britannique[2] ont des critères semblables d'évaluation de la gravité des fuites liées aux migrations de gaz, à savoir s'il y a un risque d'incendie ou un danger à la sécurité du public ou s'il y a possibilité de dommages environnementaux tels que la contamination des nappes souterraines, ou toute autre raison définie par le gestionnaire. Au Québec, l'installation de puits d'observation n'est pas requise par la réglementation. Par ailleurs, la mesure de surveillance que

1. Energy Resources Conservation Board [en ligne (6 février 2011) : www.ercb.ca/docs/ils/ida/pdf/id2003-01.pdf].
2. British Columbia Oil and Gas Commission [en ligne (6 février 2011) : www.ogc.gov.bc.ca/documents/SurfaceCasingVentFlows.doc].

prévoit exiger le ministère des Ressources naturelles et de la Faune aux prochains forages est l'échantillonnage des puits domestiques situés dans un rayon d'un kilomètre du site (M. Jean-Yves Laliberté, DT3, p. 58).

Myers (2009) indique que si un puits domestique est situé à 100 m du site de forage, lorsque la contamination arrivera à ce puits, il sera vraisemblablement trop tard pour intervenir de façon efficace. Il y a donc lieu d'évaluer le plus rapidement possible s'il y a un risque et cela doit se faire par la mise en place d'un dispositif de surveillance à proximité du puits ou du site, avant le début des travaux de forage, ainsi que par l'utilisation de techniques permettant d'évaluer la qualité du scellement (Bexte *et al.*, 2009). Un exemple de dispositif de surveillance est un ensemble de puits d'observation de l'eau souterraine exigé par le *Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles*. Un représentant du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs s'est montré en faveur de l'installation de tels puits d'observation (M. Michel Ouellet, DT3, p. 66 et 67).

- *La commission d'enquête constate qu'une proportion très élevée de puits récemment forés au Québec par l'industrie du gaz de shale présentent des problèmes d'étanchéité.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que tout site de forage devrait être suffisamment instrumenté pour en évaluer la performance, notamment par l'aménagement de puits d'observation, afin de prévenir la contamination du milieu et réagir rapidement si un problème surgit.*

Les données d'inspection déposées ne permettent pas d'établir la stratigraphie des sites de forage concernés et de confirmer ou non la présence d'une couche d'argiles marines relativement imperméable entre la tête du puits et les formations géologiques sous-jacentes. De telles couches devraient normalement aider à séparer hydrauliquement la surface des formations géologiques plus profondes (DQ28.1, p. 22).

La méthode de forage et de mise en place des divers coffrages décrite par Talisman Energy (DM147, p. 20 et 22) n'indique pas de précautions particulières prises dans les régions de la vallée du Saint-Laurent recouvertes d'argiles sensibles, lesquelles ont des propriétés mécaniques et physicochimiques particulières, dont la sensibilité au remaniement et la faible résistance remaniée (Leroueil *et al.*, 1983). Ces mêmes argiles pourraient poser un problème au cours de la réalisation des forages ou du fonçage du tubage de départ (Bozozuk et *al.*, 1978) ou encore causer des difficultés d'adhésion entre le massif argileux et le ciment (Shen et *al.*, 2008). L'adhésion pourrait, à court terme, être réduite par les vibrations causées par les opérations de fracturation (Hsu et Vucetic, 2004).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les normes de conception et de réalisation des forages et des coffrages devant en assurer l'étanchéité devraient prendre en compte la présence et les caractéristiques géotechniques et physicochimiques des argiles sensibles dans la vallée du Saint-Laurent.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que tout permis de forage devrait exiger l'utilisation de techniques permettant de démontrer l'intégrité du puits avant qu'il ne soit complété.*

La fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique horizontale a connu un développement important dans l'exploitation du gaz provenant des lits de charbon (EPA, 2004). Cette technique a été relativement peu utilisée dans les shales jusqu'au moment où des modifications y ont été apportées afin d'extraire le gaz dans des formations rocheuses peu perméables, tels que le shale d'Utica.

En ce qui concerne la contamination possible de l'eau souterraine par la fracturation hydraulique des lits de charbon, la United States Environmental Protection Agency a, en 2001, analysé la situation et remis son rapport final en 2004 (EPA, 2004). Trois des principales conclusions du rapport étaient les suivantes :

> – La fracturation hydraulique des lits de charbon ne met peu ou pas en danger les eaux souterraines (concentration inférieure à 10 000 mg/l) et des études supplémentaires ne sont pas justifiées ;
> – il n'y a pas de cas confirmés de contamination liée à l'injection des fluides au moment de la fracturation hydraulique ou au mouvement ultérieur des fluides. Malgré que des milliers de puits dans les lits de charbon soient fracturés tous les ans, aucun cas de contamination de puits d'eau potable par l'injection des fluides au cours de la fracturation des lits de charbon n'a été confirmé ;
> – dans quelques cas, il y aurait eu injection de contaminants dans l'eau souterraine associés à l'usage du diesel au cours de la fracturation.
> (EPA, 2004, p. ES-1 et ES-2)

Il est important de souligner que l'étude de l'EPA n'a considéré que l'impact possible de l'exploitation du gaz des lits de charbon et qu'elle résultait d'une évaluation des faits, des témoignages et de la documentation scientifique existante et ne comportait aucune étude scientifique. (Wiseman, 2009)

En 2008, à la suite de la demande de permis d'exploration et d'exploitation par fracturation hydraulique horizontale dans le shale de Marcellus, le New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC) a considéré que ce type d'activité n'était pas adéquatement couvert par le *Generic Environmental Impact Statement* de 1992, et cela principalement pour les raisons suivantes : 1) ces

méthodes exigent de grandes quantités d'eau, 2) il y a une possibilité de forage à proximité des sources d'eau potable de la ville de New York, et 3) les sites de forages multiples auront une période d'utilisation plus longue (NYSDEC, 2009, p. 1-4).

Par la suite, le New York State Department of Environmental Conservation a préparé un document complémentaire à son étude générale, lequel a été rendu public pour commentaires (NYSDEC, 2009). Au moment d'écrire le présent rapport, le document n'avait pas encore été parachevé, mais la version préliminaire ne soulevait pas de problème particulier lié à la fracturation hydraulique. Toutefois, tant que ce document complémentaire ne sera pas accepté, seuls les projets avec fracturation hydraulique horizontale pour lesquels une étude d'impact environnemental est réalisée peuvent être autorisés.

Le document complémentaire rapporte aussi que les dossiers sur les divers puits de gaz dans l'État de New York n'indiquent aucun cas documenté de contamination des eaux souterraines. Par contre, ce même document souligne qu'avant les années 1980 les quelques cas de contamination rapportés auraient été causés principalement par la mauvaise conception des puits et qu'il était difficile d'établir la source de contamination puisque l'analyse préalable de la qualité des eaux ne se faisait pas couramment (NYSDEC, 2009, p. 2-26). Le document a reçu des commentaires, dont celui du New York City Department of Environmental Protection (Hazen et Sawyer, 2009) et de l'EPA[1] concernant les limites de l'étude vis-à-vis des impacts sur la qualité de l'eau ainsi que sur la santé humaine.

Dans la même lancée, la Ville de New York a demandé que soit exclue de sa zone d'approvisionnement en eau potable, principalement la région du Catskill, toute activité de forage liée à l'exploration et l'exploitation de gaz naturel[2]. Une telle restriction demandée pour la Ville de New York s'apparente à l'article 22 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* qui interdit tout forage dans l'aire d'alimentation d'une installation de captage d'eau souterraine alimentant en eau potable un système d'aqueduc exploité par une municipalité au Québec.

En 2009, le développement accéléré de l'exploitation du gaz de shale aux États-Unis a amené l'EPA à s'intéresser à nouveau à la fracturation hydraulique, mais dans le contexte propre au gaz de shale. Un programme de recherche scientifique visant à répondre aux préoccupations croissantes du public vis-à-vis des impacts potentiels sur les ressources en eau potable et sur la santé publique a été mis en place.

1. [En ligne (14 février 2011) : www.epa.gov/region2/spmm/pdf/Marcellus_dSGEIS_Comment_Letter_plus_Enclosure.pdf].
2. [En ligne (10 février 2011) : http://nyc.gov/html/dep/html/press_releases/10-39pr.shtml].

Contrairement aux études antérieures, ce programme de recherche serait basé sur les meilleures données scientifiques disponibles ainsi que sur des sources objectives d'information, serait réalisé de façon transparente et bénéficierait d'un processus d'évaluation par les pairs (EPA, 2010). Au moment de la rédaction du présent rapport, le plan de travail préliminaire avait été soumis à des scientifiques pour révision (EPA, 2011). Un rapport intérimaire est prévu pour 2012 et un rapport de suivi en 2014.

En octobre 2010, par précaution, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a émis une note d'instruction 10-07 qui assujettit tous les travaux de complétion de puits gaziers à un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* afin d'en assurer un meilleur encadrement (DB6 ; DQ10.1, p. 4 et 5 ; DQ24.1, p. 3).

Lors de l'audience publique, plusieurs participants ont exprimé leur inquiétude vis-à-vis de la fracturation hydraulique horizontale et ses impacts potentiels sur la qualité des ressources en eau. Plusieurs questions ont été adressées à l'industrie, au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs et au ministère des Ressources naturelles et de la Faune au sujet de l'existence d'études scientifiques indépendantes portant sur l'évaluation des risques de contamination pouvant résulter de cette activité. Les réponses confirmaient unanimement l'absence de telles études.

- *La commission d'enquête constate qu'à ce jour les cas documentés de contamination d'eau potable par les fluides provenant directement de la fracturation hydraulique sont rares, la plupart étant liés à des coffrages défectueux ou à une mauvaise gestion des eaux usées.*

- *La commission d'enquête constate qu'il n'y aurait pas d'études scientifiques au Canada, aux États-Unis ou ailleurs permettant d'évaluer les impacts sur les eaux souterraines qui seraient liés aux forages avec fracturation hydraulique. Toutefois, la U.S. Environmental Protection Agency a entrepris une étude visant à évaluer l'impact de cette activité sur les sources d'eau potable.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'il existe au Québec un besoin d'études scientifiques visant à évaluer les risques associés aux activités d'exploration et d'exploitation sur la ressource en eau. Ces études devraient être réalisées en partenariat avec les divers acteurs concernés ainsi qu'avec d'autres pays.*

Les additifs chimiques

La réalisation de la fracturation d'une formation géologique à l'aide de l'eau nécessite l'ajout de produits chimiques afin de limiter la prolifération de microorganismes, de limiter la corrosion du fer, d'augmenter la viscosité du fluide, de diminuer la friction et

de faciliter le retour du fluide (DB1, p. 31). Rappelons que, selon Talisman Energy, le fluide de fracturation contient environ 99,5 % d'eau[1] et de sable et 0,5 % de produits chimiques (DM147, p. 41).

Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, les produits chimiques utilisés peuvent se retrouver dans divers produits domestiques ou industriels (DM148, p. 46 et 47). Toutefois, l'Institut national de santé publique du Québec a souligné que, parmi les produits utilisés au Québec et pour le shale de Marcellus, huit auraient des propriétés cancérigènes connues (DB93 ; DB83 ; DM100, p. 14). Pour le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, plusieurs des additifs chimiques utilisés peuvent avoir des effets néfastes pour l'environnement (DB1, p. 32). Ces additifs chimiques se retrouvent dans l'eau de fracturation qui va ressortir très tôt après la fracturation ainsi que dans l'eau de production qui va revenir en surface au moment de l'extraction du gaz. À long terme, il y aurait environ 50 % du volume d'eau utilisé au cours de la fracturation qui demeurerait dans les pores de la formation rocheuse fracturée. Ces eaux usées résultent des activités de forage et de fracturation hydraulique.

Une quarantaine de produits chimiques différents auraient été utilisés jusqu'à maintenant au Québec pour la fracturation hydraulique (DB10.2). Les données fournies en audience publique relatives aux additifs chimiques ne comprenaient pas les concentrations initiales employées dans les mélanges. Il est invoqué par les représentants de l'industrie que les mélanges relèvent du secret industriel. Une représentante du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a indiqué que, bien que ces informations soient confidentielles, elles sont essentielles aux instances gouvernementales pour évaluer les risques sur l'environnement et la santé humaine. Selon elle, la toxicité des substances sur le plan de la santé et de la vie aquatique doit être évaluée de même que leur persistance dans l'environnement. Cette information est nécessaire pour établir le protocole de contrôle de la qualité des eaux et des sols (M[me] Isabelle Guay, DT2, p. 11). Les Directions de santé publique de Mauricie, Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie sont également d'avis qu'il est essentiel de connaître la composition des eaux de fracturation pour évaluer adéquatement les risques pour la santé humaine que pourraient poser les activités de l'industrie du gaz de shale au Québec (DM100, p. 13 à 16).

- ***La commission d'enquête constate que la connaissance de la composition chimique des eaux de fracturation est jugée essentielle par les instances concernées pour faire une évaluation adéquate des risques environnementaux et pour la santé humaine.***

1. Le pourcentage est exprimé par rapport à la masse et non au volume.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que la déclaration des intrants utilisés pour la fracturation hydraulique devrait être obligatoire et publique et que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs et le ministère de la Santé et des Services sociaux devraient en connaître les concentrations.*

- ***Avis** – En vertu du principe de précaution, la commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devrait interdire tout additif chimique dans les eaux de fracturation pour lequel les risques pour l'environnement ou la santé ne peuvent être évalués ou qui pourrait présenter un risque.*

La migration des fluides de fracturation le long de fractures naturelles

Dans un massif rocheux, la présence de fractures et, encore plus, de failles peut servir de chemin préférentiel à l'écoulement de fluides si les conditions hydrauliques le permettent (Gurevich *et al.*, 1993). Or, selon le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines :

> La tranche de terrain allant de 100 à 1 000 m contient certes de l'eau et d'autres fluides, mais elle n'est présentement pas soumise à des études hydrogéologiques régionales. Ainsi, les échanges dans le socle rocheux entre les eaux souterraines superficielles et les eaux plus profondes, soit dans la zone d'exploitation des gaz de shale, sont des éléments pour lesquels très peu de données sont disponibles. (DM103, p. 13)

Dans le corridor n° 2 du shale d'Utica (figure 5), le ministère des Ressources naturelles et de la Faune considère que près de 1 000 m séparent la zone fracturée et les aquifères et que la possibilité de migration des fluides vers ces aquifères est limitée (PR3.1, p. 19). De plus, un chercheur de la Commission géologique du Canada explique que la présence du shale de Lorraine offrirait une couverture de faible perméabilité. Il cite en exemple le réservoir conventionnel de Saint-Flavien dans lequel le gaz a été maintenu depuis plus de 425 millions d'années grâce au shale de Lorraine (M. Denis Lavoie, DT11, p. 28).

Quant à la possibilité de migration de fluides par des fractures naturelles, le chercheur explique que les failles associées à l'évolution du bassin des basses-terres du Saint-Laurent seraient inactives depuis plus de 200 millions d'années (*i.d.*, DQ31.1, p. 2). Par contre, selon Adams et Clague (1993), des failles normales prenant leur source dans le socle Précambrien sont souvent le lieu de foyers de tremblements de terre dont l'énergie proviendrait en partie du relèvement isostatique causé par le retrait des glaciers à la fin du Quaternaire.

Dans le corridor n° 3 du shale d'Utica, localisé principalement au nord du fleuve Saint-Laurent (figure 5), Hardy et Lamothe (1997) rapportent que le gaz naturel retrouvé à

la base des dépôts meubles près de Pointe-du-Lac et de Yamachiche serait d'origine thermogénique et qu'il pourrait avoir migré du shale d'Utica le long de failles, pour ensuite se retrouver dans un dépôt granulaire de sable reposant sur le shale d'Utica et recouvert par des dépôts argileux.

Des travaux de recherche réalisés par d'autres scientifiques (Oliver *et al.*, 1970 ; Tremblay *et al.*, 2003) soulignent que plusieurs failles ont été réactivées lors de séismes historiques le long de la vallée du Saint-Laurent et ailleurs au Québec. Des cas récents de failles, ou plans de rupture, atteignant la surface et produisant des mouvements verticaux ont été notés pour divers séismes, dont celui de Charlevoix de 1925 (Hodgson, 1950), de Miramichi au Nouveau-Brunswick (Basham et Adams, 1984) et de l'Ungava (Adams *et al.*, 1991).

Au Québec, il n'y a pas eu de cartographie des linéaments[1] dans les basses-terres du Saint-Laurent (DQ28.1, p. 2) et le travail serait vraisemblablement plus difficile étant donné la présence des dépôts quaternaires sur le socle rocheux. L'alignement d'évents naturels de gaz sur le lit de l'estuaire du Saint-Laurent a été associé à la présence de linéaments dans le socle rocheux sous-jacent (Cauchon-Voyer *et al.*, 2008 ; Pinet *et al.*, 2008 ; Lavoie *et al.*, 2010).

Des inventaires ont été dressés au cours de la dernière décennie en Ontario (Boyce et Morris, 2002) et dans l'État de New York (Jacobi, 2002 ; NYSDEC, 2009). Ces inventaires reposent sur des mesures de fractures à plusieurs endroits (Engelder *et al.*, 2009), sur l'analyse des anomalies dues à la présence de gaz dans le sol (Fountain et Jacobi, 2000), sur des profils de sismique réflexion, des levés sur les photographies aériennes et les images satellitaires (Jacobi et Fountain, 2002).

Dans certains cas, on a aussi démontré la concordance entre la position d'épicentres de séismes récents avec certains linéaments (Jacobi, 2002). Wallach (2004) a aussi montré que certains linéaments au nord-ouest de l'État de New York se continuaient dans le sud du Québec. Toutefois, aucune information n'a été reçue par la commission voulant que la connaissance des linéaments ait été utilisée pour situer des forages.

Le document complémentaire au *Generic Environmental Impact Statement on The Oil, Gas and Solution Mining* à l'étude dans l'État de New York (NYSDEC, 2009) ne mentionne pas la prise en compte des linéaments et des failles dans la sélection des sites de forage. Dans l'étude de Hazen et Sawyer (2009) réalisée pour le compte de

1. Un linéament est une forme linéaire observable à la surface d'un terrain qui serait l'expression en surface de la présence de fissures ou de failles issues du socle rocheux sous-jacent.

la New York City Environmental Protection, la présence de linéaments est présentée comme étant préoccupante au point où des distances séparatrices sont proposées.

Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, la fracturation hydraulique engendrerait des fractures qui peuvent se propager jusqu'à 90 m du forage (DM148, p. 51). Pour le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines :

> Il importe que la distance de propagation de ces nouvelles fractures soit connue et contrôlée. Dans le cas où des connexions hydrauliques existent entre les formations profondes et celles de surface (e.g. failles ou forte densité de fractures), le fluide utilisé pour la fracturation pourrait migrer vers les nappes d'eau souterraine situées au-dessus de l'unité de shale.
> (DM103, p. 15)

Les fractures naturelles pourraient coïncider avec des discontinuités qui atteignent la surface où elles sont souvent associées à des linéaments (Harrison, 1983).

- *La commission d'enquête constate que, contrairement aux régions géologiques voisines, il n'y a pas au Québec de cartographie localisant des fractures naturelles existant dans les formations rocheuses et qui pourraient potentiellement servir de chemin préférentiel à l'écoulement de l'eau de fracturation vers un aquifère.*

- *La commission d'enquête constate qu'une contamination des eaux souterraines provenant de la zone de fracturation pourrait mettre plusieurs dizaines d'années avant de se manifester en surface, étant donné la profondeur de la zone de fracturation hydraulique et les caractéristiques des formations géologiques.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le ministère des Ressources naturelles et de la Faune devrait cartographier les linéaments dans les basses-terres du Saint-Laurent afin d'être en mesure d'évaluer les risques de contamination liés à la fracturation hydraulique.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que tout permis de forage avec fracturation hydraulique devrait être conditionnel à une évaluation des risques de contamination basée sur les conditions géologiques, structurales et hydrogéologiques de la région visée par la demande.*

La contamination résiduelle *in situ*

La contamination résiduelle *in situ* résulte du volume d'eau de fracturation qui va demeurer dans le shale d'Utica dont la porosité aura été modifiée par la fracturation hydraulique pour le rendre plus perméable (Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines, DM103, p. 15). À terme, avec 20 000 puits forés et en considérant que 50 % des eaux de fracturation demeureraient dans la formation

géologique, l'exploitation du gaz de shale dans la région visée par ces forages, d'une superficie d'environ 10 000 km^2, laisserait environ 200 millions de m^3 d'eaux contaminées dans le shale d'Utica, dont une bonne partie verrait sa perméabilité multipliée par un facteur de 500 dans la zone de fracturation[1] (M^{me} Nabila Larzeg Larson, DT11, p. 35).

Au regard de la mobilité des eaux de fracturation, une étude du Inner City Fund (2009), partiellement intégrée au document complémentaire du New York Department of Environmental Conservation, indique que, d'après une analyse numérique, la fracturation hydraulique ne présenterait pas de risques prévisibles ayant un impact significatif sur les aquifères (NYSDEC, 2009, annexe 8).

Il n'existerait pas au Canada, aux États-Unis ou ailleurs d'étude permettant de valider les modélisations numériques de l'écoulement, car il n'y a pas eu de sites instrumentés ou d'excavations dans les shales où il y aurait eu de la fracturation hydraulique. Dans le cas de fracturations hydrauliques réalisées dans les lits de charbon, le Inner City Fund (2009) cite notamment les travaux de l'EPA qui a analysé 24 sites en 2004 où il y a eu une excavation subséquente pour en extraire le charbon, permettant de vérifier s'il y a eu migration des eaux de fracturation :

> [Traduction libre] L'étude sur les lits de charbon a indiqué que les fluides de fracturation suivent les fractures naturelles et peuvent migrer dans les formations supérieures. L'EPA a aussi rapporté que, dans la moitié des cas étudiés, les fluides migraient plus loin et selon un patron plus complexe que ce qui avait été prédit. Dans plusieurs cas d'études sur les lits de charbon, les fluides de fracturation ont pénétré plusieurs centaines de pieds au-delà de la zone de fracturation, soit le long de fractures induites qui ne sont pas demeurées ouvertes ou le long de fractures naturelles dans le charbon[2].

D'autres études, dont celle de Myers (2009), présentent des simulations numériques suggérant que des quantités significatives d'eau de fracturation pourraient atteindre les aquifères supérieurs. Selon Myers, l'absence d'observations d'écoulement d'eau de fracturation provenant de la fracturation de shales à des profondeurs de plus de 1 000 m pourrait être expliquée par le temps requis pour franchir la distance entre la zone de fracturation et les aquifères supérieurs, qui pourrait être de plusieurs centaines d'années. Le rapport de Hazen et Sawyer (2009, p. 39) souligne que, lors

---

1. En augmentant la perméabilité par un facteur de 500 signifierait que l'eau pourrait s'écouler 500 fois plus rapidement dans le massif rocheux.
2. *The coalbed studies indicated that fracturing fluids follow the natural fractures and can migrate into overlying formations. EPA also reported that in half the cases studied, fracturing fluids migrated farther than and in more complex patterns than predicted. In several of the coalbed studies, the frac fluids penetrated hundreds of feet beyond the propped fractures either along unpropped portions of the induced fractures or along natural fractures within the coal* (p. 23).

de l'excavation d'un tunnel, des infiltrations d'eaux profondes auraient été observées et que, dans au moins un cas, ces infiltrations se produisaient le long de fissures correspondant à un linéament visible en surface.

Selon le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines :

> Ces derniers fluides [de fracturation] pourraient alors remonter dans les aquifères des niveaux supérieurs ou jusqu'à la surface des terrains, d'abord à travers l'unité de shale rendue plus perméable, puis à travers les autres unités de roche sus-jacentes. Cette possibilité est aussi évoquée par Hazen & Sawyer (2009, p. 39 à 42), en lien avec l'exploitation du gaz des shales de Marcellus dans l'État de New York. Cet écoulement vers la surface de fluides profonds pourrait être favorisé par la présence de failles recoupant les unités rocheuses. Il est possible que les effets de cette remontée de nouveaux fluides ne se fassent sentir qu'à moyen ou long terme dans les aquifères près de la surface.
> (DM103, p. 15)

Au Québec, les cas de contamination d'aquifères granulaires liés à des activités réalisées en surface, dont celui des lagunes de Mercier (Martel *et al.*, 1993) et de la base militaire de Valcartier à Shannon (Murphy *et al.*, 2010), ont mis plusieurs années avant d'être observés.

Le développement de l'industrie du gaz de shale entraînerait l'injection d'eau et de produits chimiques dans la roche, et cela de façon irréversible. Il n'y a actuellement aucune étude validée par des travaux de terrain qui permet d'évaluer le risque que poserait cette situation pour l'immédiat ou pour les générations futures.

Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune a indiqué que le shale de Lorraine pourrait être éventuellement exploité (PR3, p. 4 ; M. Jean-Yves Laliberté, DT2, p. 27 ; M. Robert Thériault, DT7, p. 16). Dans un tel contexte, il serait à propos d'évaluer les impacts de la fracturation du shale d'Utica sur l'exploitation ultérieure du shale de Lorraine situé au-dessus. Une telle étude ainsi que l'analyse des impacts à long terme de la modification du shale d'Utica sur le système hydrogéologique nécessitent une connaissance des conditions d'écoulement actuel dans les formations rocheuses de la région. De telles informations sont limitées et, à cet effet, le Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines souhaite que les données de l'industrie puissent être rendues disponibles à des fins de recherche (DM103, p. 16).

- ***La commission d'enquête constate que advenant une exploitation gazière intensive, d'importants volumes d'eau de fracturation contaminée seraient laissés, de façon irréversible, dans le shale d'Utica dont les propriétés hydrauliques auraient été modifiées dans la zone ayant été fracturée hydrauliquement.***

- ***La commission d'enquête constate qu'il n'y a aucune étude évaluant le risque que pourrait présenter, à moyen et à long terme, les eaux de fracturation contaminées dans le shale d'Utica.***

- ***Avis** – Au nom du principe de prévention, la commission d'enquête est d'avis qu'il y aurait lieu d'évaluer le risque à long terme que pourraient présenter les eaux de fracturation contaminées dans les formations rocheuses.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que toutes les informations jugées nécessaires à l'acquisition de connaissances en hydrogéologie et en environnement provenant des travaux d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière de la vallée du Saint-Laurent devraient être rendues disponibles à des fins de recherche scientifique.*

Les résidus de forage et les contaminants naturels *in situ*

Les résidus de forage se composent principalement de déblais et de boues qui remontent en surface durant le forage (DM147, p. 42). Au Québec, les boues de forage sont principalement constituées d'argile, d'eau et de baryte. En traversant les zones perméables, des minéraux argileux sont ajoutés afin de former une couche qui empêche les fluides de pénétrer dans l'aquifère (M. Jean-Yves Lavoie, DT1, p. 31).

Un puits nécessite de 100 à 125 m^3 de boue. Les déblais de forage sont constitués de petits fragments de roche ou de sol dont les propriétés physicochimiques sont représentatives des formations géologiques traversées. Le volume de résidus varie selon la longueur et le diamètre du trou de forage. L'Association pétrolière et gazière du Québec indique qu'un forage peut générer jusqu'à 150 m^3 de boues résiduelles et 1 000 t de déblais. Dès leur arrivée à la surface, les déblais de forage sont séparés de la boue et cette dernière peut être réutilisée pour un autre forage. Les résidus sont caractérisés et généralement acheminés vers des lieux d'enfouissement technique. Sauf exception, soit lorsque de l'eau douce est utilisée sans additifs chimiques, la disposition sur place n'est pas autorisée en vertu du *Règlement sur l'enfouissement et l'élimination des matières résiduelles* (DB84, p. 2 ; DB16.1 ; M^{me} Hope Deveau-Henderson, DT4, p. 6).

Les contaminants naturels sont des produits chimiques présents dans les formations géologiques, tels l'uranium, des minéraux et des métaux lourds. Ils peuvent se retrouver dans les débris de forage ainsi que dans les eaux usées, d'où l'importance, selon l'Institut national de santé publique du Québec, « d'en connaître la qualité avant de commencer à forer le sol » (DB93, p. 29).

Une étude récente a mis en évidence que la fracturation du shale de Marcellus pouvait libérer l'uranium présent naturellement dans la roche pour qu'il se retrouve dans les eaux de fracturation (Bank, 2010). Cette étude indique aussi que les concentrations seraient à un niveau acceptable. De plus, l'étude précise que l'uranium dosé à partir d'échantillons provenant d'affleurements est à une teneur toujours plus faible que celle mesurée sur des carottes de forage, ce qui s'expliquerait par le lessivage dû aux pluies.

De son côté, l'Institut national de santé publique du Québec indique que le potentiel de radioactivité des eaux de fracturation et des résidus de forage est réel :

> En effet, les options de disposition des déchets solides et liquides radioactifs ne sont pas clairement établies et ne sont pas encadrées, même aux États-Unis où cette problématique est connue depuis quelques années (Kargbo *et al.*, 2010). Cet enjeu pourrait devenir une problématique de santé publique si les déchets des schistes d'Utica et de Lorraine démontrent de la radioactivité.
> (DB93, p. 31)

Parmi les documents soumis à la commission d'enquête, il n'y a pas d'évaluation des risques pour la santé que pourraient présenter les résidus de forage (DB60 ; M. Michel Malo, DT11, p. 22 ; Société pour la nature et les parcs, DM149, p. 22).

- *La commission d'enquête constate qu'il y a peu de données accessibles sur les caractéristiques physicochimiques du shale d'Utica qui puissent permettre d'évaluer la nature et les concentrations possibles des contaminants naturels.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les autorisations de forage devraient inclure l'obligation de caractériser les propriétés physicochimiques des formations géologiques rencontrées et de les évaluer comme source potentielle de contaminants naturels.*

- ***Avis** – La commission d'enquête estime qu'un programme complet de caractérisation des boues et des eaux de forage et de fracturation, comprenant notamment la mesure des paramètres du* Règlement sur la qualité de l'eau potable*, de la radioactivité et de la liste des produits préalablement obtenue, devrait être instauré. Les coûts associés à un tel programme devraient être pris en charge par l'industrie.*

Les puits abandonnés ou orphelins

L'exploration a débuté au Québec en 1860 et il existe de nombreux puits d'exploration abandonnés ou orphelins. Ces puits peuvent présenter un risque pour l'environnement, notamment parce qu'ils peuvent servir de chemin préférentiel pour la contamination des eaux souterraines ainsi que pour les eaux de fracturation.

Plusieurs des cas de contamination d'aquifères ou de puits domestiques répertoriés résulteraient de puits abandonnés (Lacombe *et al.*, 1995).

Lorsque des formations géologiques perméables sont en contact avec des couches peu perméables, ces dernières constituent normalement des barrières naturelles à la migration de contaminants dans les aquifères. Si des puits abandonnés ou orphelins mal scellés traversent ces formations géologiques peu perméables, ils peuvent alors créer un lien hydraulique avec les couches perméables (*ibid.*). Il ne semble pas y avoir d'étude permettant d'évaluer si les puits abandonnés au Québec posent un risque environnemental, notamment en ce qui a trait aux eaux souterraines.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'un programme d'étude de puits abandonnés ou orphelins devrait être entrepris afin d'évaluer les impacts environnementaux des puits abandonnés à l'égard des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de shale.*

La présence de puits abandonnés ou orphelins mal scellés est également néfaste pour l'utilisation des formations géologiques profondes en vue de la séquestration éventuelle du CO_2, car ils peuvent être des chemins d'écoulement préférentiels à travers les formations géologiques peu perméables situées au-dessus des horizons de stockage et ainsi mener à la migration du CO_2 vers la surface (Celia et Nordbotten, 2009). Des travaux de recherche en cours visent la séquestration du CO_2 dans les basses-terres du Saint-Laurent[1]. Ces travaux sont réalisés par une chaire de recherche financée par le gouvernement du Québec (INRS-ETE)[2]. L'influence des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de shale sur le potentiel des formations géologiques des basses-terres du Saint-Laurent pour la séquestration du CO_2 demeure inconnue à ce stade-ci.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'il y aurait lieu d'évaluer l'influence des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de shale sur le potentiel des formations géologiques des basses-terres du Saint-Laurent pour la séquestration du CO_2.*

La gestion des eaux usées

Les eaux usées résultant des activités liées à l'industrie du gaz de shale proviennent principalement de la fracturation hydraulique, mais sont aussi issues du forage, du nettoyage des puits ou des eaux de formation qui peuvent s'y mélanger. Ces eaux

1. Institut national de la recherche scientifique – ETE [en ligne (février 20110) : http://chaireco2.ete.inrs.ca/].
2. Institut national de la recherche scientifique – ETE [en ligne (février 20110) : http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/terrain_2010].

sont stockées temporairement dans des bassins de rétention avant d'être traitées préalablement à leur rejet (DB1, p. 31). Talisman Energy a indiqué que l'industrie dispose de trois options pour gérer ses eaux usées, soit le traitement à des stations municipales d'épuration, le traitement à des usines commerciales ou industrielles et l'injection à grande profondeur (DM147, p. 42).

Les bassins de rétention

Les eaux usées sont entreposées temporairement sur le site de forage dans des réservoirs ou bassins. La construction d'un bassin de rétention nécessite une autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Les bassins comportent généralement à leur base une géomembrane imperméable de polyéthylène haute densité d'une épaisseur d'au moins 1 mm (DQ10.1, p. 9).

Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs effectue des inspections de conformité « afin de vérifier, notamment, l'intégrité des ouvrages en place (fissures, fuites, conditions d'installation), dont les toiles utilisées pour l'emmagasinement des eaux usées de fracturation » (DQ10.1, p. 9). Pour les bassins de rétention de type piscine (hors sol), l'inspection comprend une vérification de la présence « d'exfiltration d'eau ou d'écoulement d'eau en périphérie au niveau de la membrane » et une inspection visuelle de l'état de la membrane. Pour le deuxième type de bassin aménagé à même le sol, l'état de la membrane est inspecté visuellement.

Le Ministère peut aussi exiger l'installation de puits d'observation pour vérifier qu'il n'y ait pas d'écoulement sous la membrane résultant de fissures ou de mauvaises soudures sur la membrane. Il a déjà exigé l'installation de puits d'observation à ces fins pour d'autres industries, mais pas pour les puits gaziers (M. Martin Tremblay, DT10, p. 56 et 57). Le *Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles* prévoit d'ailleurs à l'article 65 :

> Afin de contrôler la qualité des eaux souterraines qui migrent dans le sol où sont aménagés des zones de dépôt de matières résiduelles ou un système de traitement des lixiviats ou des eaux, l'exploitant doit mettre en place un ou plusieurs systèmes de puits d'observation.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que l'autorisation d'aménager des bassins de rétention des eaux usées issues des activités de forage devrait être conditionnelle à la mise en place de puits d'observation afin d'assurer la protection des eaux souterraines.*

L'encadrement des rejets

Au moment de sa demande d'autorisation pour la complétion d'un puits qu'elle doit faire au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs[1], une entreprise doit indiquer de quelle façon elle compte traiter ou faire traiter ses eaux usées. Dans tous les cas, une autorisation préalable du Ministère de rejeter des eaux usées d'origine industrielle dans l'environnement est obligatoire[2]. Dans ce contexte, le Ministère s'assure que les rejets ne portent pas atteinte à la qualité de l'environnement selon les usages connus du milieu récepteur, comme la consommation humaine ou la vie aquatique (DQ10.1, p. 4) :

> [...] les normes de rejets des contaminants identifiés pour chaque lieu de rejet dans le milieu sont basées sur les meilleures technologies de traitement disponibles et s'appuient sur les objectifs environnementaux de rejet (OER) calculés en fonction de la sensibilité du milieu récepteur. En somme, plus le milieu récepteur est sensible, plus les normes de rejet sont contraignantes. (DQ32.1, p. 3)

Advenant le développement de l'industrie du gaz de shale au Québec, les effets cumulatifs de plusieurs rejets seraient à considérer pour les cours d'eau récepteurs au moment de l'établissement des objectifs environnementaux de rejet :

> Il sera donc nécessaire de bien suivre l'évolution de cette industrie à plus long terme afin d'éviter que le cumul de ces rejets n'entraîne des effets néfastes sur l'environnement, approche qu'il [le Ministère] utilise déjà, par exemple, pour les rejets de phosphore et les coliformes fécaux.
> (*Ibid.*, p. 4)

Le Ministère pourrait s'inspirer de l'approche de la Pennsylvanie où « les normes imposées à l'industrie du gaz de shale y sont plus basses que ne le seraient des objectifs environnementaux de rejet, de manière à ne pas allouer toute la capacité de support d'un plan d'eau à un seul rejet » (*ibid.*, p 4). Il est d'ailleurs à créer des outils qui serviront à l'encadrement de la gestion de ces eaux usées. Ces outils pourraient prendre la forme de guides, de lignes directrices ou autres visant à établir les exigences qui seraient imposées aux entreprises. Il évalue la pertinence d'envisager des solutions comme la construction d'unités de traitement propre à ce type d'eaux usées, de type mobile ou permanente, ou le prétraitement efficace des eaux de fracturation sur place avant l'acheminement à une station d'épuration municipale (*ibid.*, p. 3).

---

1. La note d'instruction 10-07 assujettit les travaux de complétion des puits gaziers à un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* depuis octobre 2010.
2. En vertu de l'article 32 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

- *La commission d'enquête constate que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs est à développer des outils visant l'encadrement de la gestion des eaux usées issues de l'industrie du gaz de shale.*

L'épuration à des stations municipales

Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs et le ministère des Affaires municipales, des Régions et l'Occupation du territoire ont indiqué que la plupart des municipalités possèdent un règlement encadrant les rejets à l'égout et peuvent accepter de traiter une eau usée d'origine industrielle, sans que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs n'ait à intervenir. La municipalité doit toutefois, si elle les accepte, s'assurer que ces eaux respectent les exigences de son règlement municipal établies pour certains paramètres indicateurs de la qualité de l'eau (DQ32.1, p. 1 ; M. Alain Roseberry, DT6, p. 17).

Les traitements effectués aux stations d'épuration sont généralement de type physicochimique ou biologique (étangs aérés, boues activées et biofiltres). Certaines stations ne reçoivent que des eaux usées d'égouts domestiques et pluviaux, d'autres reçoivent également des eaux usées d'origine industrielle. Gastem dit privilégier les stations qui ont la capacité de recevoir de grandes quantités d'eaux industrielles (DM168, p. 10).

Étant donné que les stations d'épuration ont d'abord été conçues pour traiter des eaux usées de type domestique biodégradables et que les paramètres pour lesquels les exigences sont prescrites n'ont pas été établis pour tenir compte spécifiquement des contaminants présents dans les eaux usées issues de la fracturation, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs est d'avis que la gestion de ces eaux doit être soigneusement évaluée. Une analyse détaillée des quantités et des concentrations des intrants doit être réalisée de même qu'une caractérisation des eaux usées (DQ32.1, p. 2). Certains des produits utilisés peuvent déjà se retrouver à l'égout puisqu'ils sont susceptibles d'être employés pour des usages domestiques et industriels (DB10.2).

À ce propos, le Ministère est d'avis que certains produits tels des biocides, des phénols et des chlorophénols peuvent être néfastes au bon fonctionnement d'un système de traitement même à de faibles concentrations. Certaines substances ont parfois des équivalents plus acceptables :

> Les intrants utilisés pour la fracturation sont très diversifiés. Ils incluent la silice (sable), des composés organiques très biodégradables et d'autres plus résistants ainsi que de nombreux composés inorganiques. Plusieurs d'entre eux sont aussi utilisés dans d'autres secteurs industriels, par exemple les surfactants. Plusieurs intrants sont des composés relativement connus dont certains sont des choix de remplacement plus acceptables sur le plan environnemental que ne l'étaient leurs

> équivalents utilisés dans le passé (ex. : les nonylphénols éthoxylés très problématiques ont été remplacés par les alcools éthoxylés).
> (DQ32, p. 2)

Afin de vérifier si des eaux de fracturation pouvaient nuire à l'efficacité de traitement des eaux domestiques et industrielles reçues à sa station d'épuration, la Ville de Trois-Rivières a récemment consulté le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Un programme de suivi du système de traitement de la ville a alors été élaboré. Le Ministère est d'avis que ce programme permettra d'acquérir les connaissances dont les municipalités doivent disposer pour prendre des décisions éclairées quant à la capacité de traitement des eaux de fracturation à leur usine (*ibid.*).

Par ailleurs, Gastem a montré une ouverture face à l'utilisation d'autres produits et est d'avis que les eaux à traiter doivent « se rapprocher le plus possible des normes établies avant d'arriver à la station d'épuration » et qu'il importe de déterminer « les éléments ou les mécanismes qui peuvent induire un dépassement de normes et les modifier, par exemple en diminuant la quantité de certains produits, en identifiant des produits différents, biodégradables ou en changeant de façons de procéder » (DM168, p. 11).

Selon une représentante du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, bien que peu toxiques, les solides dissous peuvent être néfastes pour la faune aquatique (M^me^ Isabelle Guay, DT5, p. 111 à 114). Leur effet cumulé devrait être évalué :

> Les contaminants plus particuliers de cette industrie sont les solides dissous totaux (sels) dont les teneurs, sans être aussi importantes que celles observées dans l'exploitation d'autres shales en Amérique du Nord, méritent une attention particulière étant donné la possibilité de leur effet cumulé dans l'environnement, puisque les traitements municipaux ne les éliminent habituellement pas.
> (DQ32.1, p. 2)

Afin d'établir le risque que présentent les différentes substances pour les organismes aquatiques et l'environnement, le Ministère estime que des évaluations de leur toxicité, persistance dans l'environnement, biodégradabilité, potentiel de bioaccumulation dans le poisson ou dans les sédiments pourraient être nécessaires (M^me^ Isabelle Guay, DT6, p. 10 à 15).

Le Ministère peut, au moment de l'évaluation de la demande d'autorisation d'une activité de complétion d'un puits, demander les caractéristiques chimiques des intrants et des eaux usées utiles à son évaluation. Cette autorisation n'étant nécessaire que depuis octobre 2010, il dispose d'un nombre limité de données et de résultats d'analyse. À la demande de la commission d'enquête, il a fourni des résultats

d'analyse d'eaux usées effectuées préalablement à leur acheminement à des stations d'épuration[1] (DB10.2 ; DB11.1 ; DB12.1). Les résultats sont notamment comparés à des critères de qualité de l'eau pour le milieu aquatique[2] et de rejets provenant de règlements municipaux. Le Ministère a précisé que ces critères de qualité ne sont pas des normes, mais plutôt des indicateurs de la qualité du milieu et des effets potentiels des substances et qu'ils ne doivent pas être comparés aux concentrations présentes dans les eaux usées. Ils sont par contre des indicateurs de qualité de l'eau utiles à l'établissement d'objectifs environnementaux de rejet au cours d'eau.

Par ailleurs, une évaluation préliminaire de la capacité des stations d'épuration à recevoir les eaux usées générées par l'industrie du gaz de shale a été réalisée par le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire. Le Ministère a concentré son analyse sur les stations susceptibles de recevoir ces eaux, étant donné leur localisation à l'intérieur de la région visée par son développement (DB66).

La capacité hydraulique a d'abord été évaluée en posant comme hypothèse que les traitements par étangs aérés[3] et physicochimiques sont efficaces pour ces eaux usées et que le volume d'eau représenterait un apport quotidien[4] de 1 % du débit de conception de la station d'épuration, correspondant à un débit de conception minimal de 10 000 m^3/j. Selon cette évaluation, onze stations[5] d'épuration se trouveraient à une distance raisonnable des activités de forage, pour une capacité totale de 31 000 m^3/j. Si le traitement physicochimique ne s'avérait pas suffisant à la station d'épuration de Montréal, seulement 3 000 m^3/j pourraient être traités dans l'ensemble des stations. Cette évaluation est toutefois préliminaire et plusieurs paramètres doivent être évalués pour juger de la capacité des stations à traiter les eaux usées issues de l'industrie, notamment le taux de dilution nécessaire, l'efficacité du traitement pour les substances présentes et le taux de réutilisation des eaux usées.

L'Union des municipalités du Québec s'interroge sur la capacité de traitement des eaux usées aux stations municipales et craint une réduction de leur capacité résiduelle :

---

1. Dans certains cas, ces eaux ont été réutilisées pour plus d'un puits. Les résultats portent notamment sur la demande biologique en oxygène, la demande chimique en oxygène, les matières en suspension, le phosphore, les métaux et autres paramètres indicateurs de la qualité de l'eau (azote ammoniacal et kjeldahl, les hydrocarbures pétroliers, les chlorures, COT, conductivité, pH, etc.).
2. [En ligne (2 février 2011) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/oer/index.htm et www.mddep.gouv.qc.ca/eau/eaux-usees/ld-oer-rejet-indust-milieu-aqua.pdf].
3. 75 % des traitements sont faits par étangs aérés – le temps de rétention y est plus long que pour les boues activées.
4. Basé sur l'exigence en vigueur en Pennsylvanie qui constitue une mesure transitoire. À partir de 2011, l'État exigera que les eaux soient traitées par un système capable de réduire les solides dissous totaux (DB1, p. 33).
5. À titre indicatif, 775 stations d'épuration sont présentes au Québec.

> Par ailleurs, le milieu municipal considère qu'il incombe d'abord aux entreprises réalisant des activités de forage et de fracturation du schiste de traiter les eaux utilisées. [...] Dans l'éventualité où elles accepteraient les eaux utilisées pour la fracturation, les municipalités doivent disposer de toute l'information utile pour prendre les bonnes décisions. Pour ce faire, il est impératif que l'industrie dévoile la liste complète des produits chimiques requis et utilisés lors des forages et en cours d'exploitation, s'il y a lieu, ainsi que leur concentration.
> (DM95, p. 8)

Dans son rapport produit au cours des travaux de la commission d'enquête, l'Institut national de santé publique du Québec indique :

> Au Québec, il n'y a pas de données disponibles sur l'efficacité des traitements au niveau municipal ou industriel pour éliminer l'ensemble des contaminants contenus dans cette eau. Un certificat d'autorisation est délivré par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs pour l'installation ou l'utilisation d'un système de traitement des eaux usées provenant du forage. Néanmoins, ce certificat ne prend pas en compte l'ensemble des composés pouvant être à traiter et avoir potentiellement un impact sur la santé.
> (DB93, p. 32 et 33)

L'Institut conclut que, « compte tenu du manque d'information sur les produits contenus et de la difficulté à garantir le traitement complet et efficace de ces composés, le traitement adéquat de ces eaux usées est donc un enjeu majeur ». Il cite l'EPA : « Un traitement inapproprié des solides dissous totaux et le déversement subséquent dans un cours d'eau peuvent mener à une augmentation des solides dissous totaux dans les eaux douces, mettant ainsi à risque l'utilisation de cette eau pour la consommation humaine ».

- *La commission d'enquête constate que la capacité des stations d'épuration municipales à recevoir les eaux usées de l'industrie du gaz de shale serait limitée selon l'évaluation préliminaire faite par le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire réalisée pour les régions visées.*

- *La commission d'enquête constate que les municipalités ne disposent actuellement pas de toute l'information nécessaire pour juger de l'efficacité de traitement de leur station d'épuration si elles reçoivent des eaux usées issues des activités liées à l'industrie du gaz de shale.*

- *La commission d'enquête constate que, pour acquérir des connaissances sur le traitement des eaux de fracturation, un programme de suivi du système de traitement de la ville Trois-Rivières a été établi par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que l'industrie doit fournir au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs toutes les données de caractérisation physicochimique des fluides utilisés pour la fracturation et des eaux usées nécessaires pour déterminer les exigences de traitement et les paramètres à contrôler.*

Le traitement commercial ou industriel et l'injection

L'industrie pourrait éventuellement traiter ses eaux usées sur le site grâce à une unité de traitement mobile, les acheminer vers une unité centrale de traitement ou vers un centre de traitement commercial. Talisman Energy estime que plusieurs techniques de traitement sont disponibles, notamment l'osmose inversée, l'évaporation et l'injection en profondeur (DM147, p. 42 ; M. Kerry O'Shea, DT10, p. 61 et 62).

Des techniques de traitement d'eaux usées pour pouvoir les réutiliser pour d'autres fracturations sont en développement. Gastem préconise un système de traitement *in situ* en circuit fermé par une unité mobile (DM168, p. 10). Les technologies ne sont, dans certains cas, qu'à l'étape du développement et leur viabilité à grande échelle est à évaluer selon Kargbo *et al.*, (2010). Selon le Ground Water Protection Council et ALL Consulting (2009, p. 70), des technologies plus efficaces doivent être développées afin que le traitement et la réutilisation soient étendus.

L'injection d'eaux usées dans des puits à grande profondeur n'est pas pratiquée au Québec (M[me] Francine Audet, DT10, p. 67). Cette injection n'est possible que si la formation géologique s'y prête sur le plan de la perméabilité. Ce mode de gestion des eaux usées est notamment pratiqué au Texas, en Colombie-Britannique, en Alberta et, de façon limitée, en Pennsylvanie[1].

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'une évaluation des effets cumulatifs des rejets d'eaux usées de l'industrie du gaz de shale devrait être réalisée par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs afin d'assurer la protection des cours d'eau.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que l'injection d'eaux usées en profondeur ne devrait être envisagée qu'après avoir réalisé une étude particulière de site basée sur les conditions géologiques et hydrogéologiques démontrant qu'elle ne présente pas de risques de migrer et de contaminer des sources d'approvisionnement en eau souterraine.*

1. University of Pennsylvania, College of Agricultural Sciences [en ligne : 18 février 2011 : http://extension.psu.edu/naturalgas/webinars/recorded/water-use-and-water-re-use-recycling-in-marcellus-shale-gas-exploration-and-production].

Les techniques de remplacement de l'eau et des additifs

Afin de réduire la consommation d'eau dans les travaux de forage et de fracturation, l'industrie est à développer des technologies de remplacement (DB47 ; M^me^ Nabila Lazreg Larsen, DT7, p. 43).

Kargbo *et al.* (2010) mentionnent que des substituts à l'eau ont été utilisés avec succès tant au Canada qu'aux États-Unis. Ils citent, par exemple, l'utilisation de gaz de pétrole liquéfié (LPG), un gel de propane qui peut transporter le sable dans les fractures. Au Canada, une méthode dite de fracturation sèche utilisant du CO_2 liquéfié sans eau ni additif, a aussi été développée avec succès (Mazza, 1997 ; Wright, 1998). Cette méthode a d'ailleurs été utilisée pour la première fois au Québec pour un puits où il y a eu de la fracturation verticale à l'aide de propane liquide (M. Jean-Yves Lavoie, DT5, p. 48). Une variante de cette méthode utilise un mélange de CO_2 et d'azote, ce qui améliorerait en même temps la récupération du gaz. L'utilisation de certaines de ces matières, dangereuses au sens de la *Loi sur le transport des matières dangereuses* (L.C., 1992, c. 34), pourrait exiger des méthodes sécuritaires de transport, de manipulation et de stockage. Toujours d'après Kargbo *et al.* (2010), le principal obstacle à l'utilisation de cette méthode est la difficulté d'amener ces fluides au site de fracturation, mais ils recommandent à l'industrie de considérer sérieusement cette solution de rechange à l'utilisation de l'eau. Malgré cela, Kargbo *et al.* (2010) soulignent que plus de 1 200 puits ont été forés avec ces méthodes.

Palisch *et al.* (2010) rapportent que, dans le bassin de charbon de Powder River, il n'y a pas d'ajout de produits chimiques ni de sable à l'eau, ce qui fait que l'eau de reflux résultant de la fracturation peut être donnée aux animaux ou encore rejetée dans le réseau hydrographique. Ils indiquent également que, malgré ces avantages, la plupart des études montrent qu'il y a un bénéfice d'efficacité à utiliser du sable et des produits chimiques pour contrôler l'injection.

- *La commission d'enquête constate qu'il existe des techniques développées au Canada et ailleurs qui pourraient permettre le remplacement de l'eau de fracturation par d'autres fluides inertes et qu'un tel remplacement pourrait éliminer certains des impacts environnementaux importants associés à la méthode de fracturation hydraulique.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le gouvernement du Québec devrait favoriser le développement de technologies sécuritaires visant le remplacement de l'eau de fracturation ainsi que l'usage de produits chimiques environnementalement acceptables.*

Chapitre 8 La qualité de l'air

Des participants à l'audience publique se sont montrés inquiets quant à une possible migration du gaz naturel, à partir de la roche-mère ou encore des puits de production par des fractures dans le sol, vers le sous-sol de leur résidence ou leur puits d'eau potable. D'autres ont exprimé des préoccupations sur l'évolution de la qualité de l'air ambiant dans leur milieu de vie advenant une exploitation importante du gaz de shale. Enfin, certains s'interrogent sur l'ampleur des émissions de gaz à effet de serre que le développement de cette activité entraînerait.

Le présent chapitre aborde la qualité de l'air et plus particulièrement les fuites de méthane par l'équipement d'extraction de gaz naturel, la qualité de l'air ambiant pendant les activités d'exploration et d'exploitation gazière et les émissions de gaz à effet de serre liées à l'industrie du gaz de shale.

Les principes de développement durable surtout invoqués dans ce chapitre sont « santé et qualité de vie », « protection de l'environnement », « accès au savoir », « prévention » et « pollueur payeur ». Ces cinq principes guident l'analyse au regard d'une saine qualité de l'air, particulièrement pour la population qui réside à proximité des opérations gazières. Les émissions fugitives de méthane, un puissant gaz à effet de serre, méritent également d'être prises en considération.

Le gaz naturel qui s'échappe

L'atmosphère terrestre est composée de 78 % de dioxyde d'azote (N_2), de 21 % d'oxygène (O_2), de 1 % d'argon, de 390 ppm[1] de CO_2 (en 2010) et de quelques autres gaz présents en faible concentration, soit à moins de 20 ppm. Le méthane y est présent naturellement en infime quantité (1,8 ppm), mais les diverses activités humaines auraient augmenté du tiers cette concentration en quelques siècles.

Le gaz naturel (N° de CAS 8006-14-2[2]) est essentiellement constitué de méthane (CH_4), un gaz inflammable et inodore. Il peut contenir des hydrocarbures plus lourds tels que du propane ainsi que du dioxyde de carbone (CO_2) et de l'hydrogène sulfureux (H_2S) en concentrations variables.

1. Partie par million. On fait également fréquemment usage de mg/l, notamment pour les concentrations de produits dans l'eau. 10 000 ppm ou 10 000 mg/l équivalent à une concentration de 1 %.
2. Gaz Métro [en ligne (28 octobre 2010)*: www.corporatif.gazmetro.com/Data/Media/Fiche_signaletique.pdf].

Le méthane est asphyxiant s'il est respiré en forte quantité et il peut s'enflammer lorsque sa concentration dans l'air est de 5 à 15 %, notamment s'il s'accumule dans des espaces clos ou semi-clos. Quant au H_2S (N° de CAS 7783-06-4[1]), il est un gaz inflammable qui dégage une odeur caractéristique d'œufs pourris. Il est toxique lorsque respiré même en faible concentration. Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune a précisé qu'aucune analyse de gaz liée au forage gazier n'aurait montré sa présence. Les faibles concentrations de H_2S détectées dans le shale d'Utica s'expliqueraient par le fait qu'il contiendrait très peu de composés soufrés. Quant au CO_2, connu comme étant un asphyxiant simple, il est présent naturellement dans le gaz naturel, mais le shale d'Utica en contiendrait généralement moins de 1 % (PR3, p. 18).

Au sujet du risque de la migration du gaz naturel dans le sol puis dans l'air en Pennsylvanie, où des milliers de puits gaziers sont en production, un représentant de l'État a expliqué en audience publique qu'il y avait des situations rapportées depuis deux siècles pour lesquelles du méthane migrait de façon naturelle vers la surface, mais que certains forages gaziers ont pu accélérer le phénomène. Il s'agirait souvent de gaz naturel d'origine biogénique. Selon ce représentant, le méthane proviendrait surtout de couches de roche situées au-dessus du shale de Marcellus et ne serait pas associé à la fracturation hydraulique pratiquée dans cette formation (M. Eugene Pine, DT10, p. 8 à 15). À cet égard, la Pennsylvanie a publié une fiche factuelle à l'attention du public pour qu'il soit vigilant face à ce risque[2].

Un phénomène quelque peu similaire de migration de gaz naturel dans le sol en l'absence de forage gazier a été observé historiquement au Québec, près du lac Saint-Pierre, sous des couches argileuses (M. Jean-Yves Laliberté, DT5, p. 86 et 87). Pour cette région, Antoine et Héroux (1993) rapportent que le gaz est souvent de composition mixte (biogénique et thermogénique). Hardy et Lamothe (1997) ont conclu que, dans certains cas, le gaz migrait du shale d'Utica (thermogénique) par des failles pour être piégé dans des dépôts sablonneux (sable de Lotbinière) reposant sur la roche, mais situés juste sous les argiles lacustres de Deschaillons.

Au Colorado, où plus de 25 000 puits pétroliers et gaziers sont en activité[3], la Commission de conservation du pétrole et du gaz (Oil & Gas Conservation Commission), un organisme gouvernemental, a publié un avis afin de réagir aux cas de fuite de gaz naturel dans le sol pouvant provenir de puits de gaz naturel rapportés

1. Institut national de la recherche scientifique – ETE [en ligne (26 octobre 2010) : www.inrs.ir/inrs-pub/inrs01.nsf/inrs01_rechavancee_view/7008E2AFB2FA8383C1258CE8005AE8BA/$File/ft32.pdf].
2. Pennsylvania Department of Environmental Protection [en ligne (29 octobre 2010) : www.elibrary.dep.state.pa.us/dewebGet/Document-77433/5600-FS-DEP2690.pdf].
3. Colorado Oil and Gas Conservation Commission [en ligne (29 octobre 2010) : www.cogcc.state.co.us].

dans le documentaire Gasland[1]. Selon cet avis, deux cas peuvent être attribués aux activités d'exploitation gazière. D'autres cas[2] liés à l'exploitation de méthane provenant de gisements de houille (*coalbed methane*) ont toutefois été rapportés et sont en enquête. Conséquemment, cette Commission a imposé des exigences supplémentaires de suivi dans les zones habitées, considérées plus à risque[3], notamment par la mesure de la pression à la tête du puits (*Bradenhead gauge*) pour établir s'il y a surpression ou fuite de gaz naturel dans ou autour du coffrage. Si une fuite est détectée, celle-ci doit alors être colmatée par l'exploitant.

Une étude réalisée en Alberta indique qu'il y avait plus de 18 000 puits avec des émanations de gaz en 2007 (Bexte *et al.*, 2009). La même étude rapporte que, de 2005 à 2007, pour un nombre de forages variant de 331 à 393 selon l'année, le pourcentage de puits présentant une migration de gaz allait de 7 à 19 %, alors que les cas de fuites par l'évent représentaient de 9 à 28 % des puits. L'étude a conclu que les risques associés aux fuites de gaz étaient trop élevés et qu'il fallait améliorer la situation en modifiant les méthodes de cimentation des puits, ce qui a permis de réduire le nombre de fuites de gaz à moins de 1 % pour les migrations et à 3 % pour les fuites par les évents sur un total de 211 puits forés en 2008.

Aux États-Unis, l'EPA évalue[4] que les quelque 500 000 puits gaziers répertoriés par le département de l'Énergie des États-Unis (DOE)[5] et en exploitation généreraient des émissions fugitives totales de méthane d'environ 14,1 tg de CO_2 éq./an[6], soit une moyenne de 28 200 kg par puits. Ces émissions proviendraient de fuites liées aux puits eux-mêmes (fuites dans le sol et par l'évent), aux conduites de collecte et aux stations de traitement du gaz naturel. Elles pourraient toutefois être revues à la hausse[7] sur la base de nouvelles estimations faites par l'EPA en 2010 au sujet de l'étanchéité de l'équipement de production de gaz. Par ailleurs, il pourrait en être de même pour les puits ayant subi une fracturation hydraulique. Ces émissions pourraient être supérieures à celles des puits conventionnels, principalement à cause

---

1. Colorado Oil and Gas Conservation Commission [en ligne (29 octobre 2010) : www.cogcc.state.co.us/library/gasland%20doc.pdf].
2. *Ibid.* [en ligne (29 octobre 2010) : www.cogcc.state.co.us/orders/orders/1C/4.html].
3. *Ibid.* [en ligne (2 novembre 2010) : www.cogcc.state.co.us/Library/Presentations/NWForumFiles20100603/BradenheadVenting_060310.pdf].
4. United States Environmental Protection Agency [en ligne (19 janvier 2011) : www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads10/US-GHG-Inventory-2010_Chapter3-Energy.pdf], table 3-37.
5. United States Energy Information Administration [en ligne (19 janvier 2011) : www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_wells_s1_a.htm].
6. On réfère ici au pouvoir radiatif de divers autres gaz, tels le méthane et les oxydes d'azote, ramené à une équivalence avec le dioxide de carbone.
7. United States Environmental Protection Agency [en ligne (2 février 2011) : www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads10/Subpart-W_TSD.pdf].

de la gestion des eaux de reflux et du fait que la pression barométrique dans la formation géologique fracturée y serait généralement plus élevée.

Talisman Energy estime que les venues de gaz naturel provenant du coffrage ou du tubage de production des puits sont rares et qu'elles sont étroitement surveillées par les organismes réglementaires, mais que, plus souvent, du gaz naturel situé à une profondeur relativement faible peut parvenir à la surface en migrant entre le coffrage et la formation géologique. Les entreprises en feraient alors la surveillance afin d'éviter toute accumulation de gaz pouvant résulter en un accident (DM147, p. 23 et 24).

Une inspection du ministère des Ressources naturelles et de la Faune réalisée à l'automne de 2010 sur 29 sites de forage de 2006 à 2010 liés à l'exploration du shale d'Utica a toutefois révélé que du gaz naturel s'échappait pour au moins 18 de ces puits. Plusieurs de ces puits ont été forés en 2008 ou 2009. Le Ministère a précisé à la commission d'enquête que ces émanations pouvaient provenir de poches de gaz emprisonnées dans la roche près de la surface ou plus profondes et percées par le forage lorsqu'elles sont constatées à la périphérie du puits, ou d'un endroit situé entre la profondeur finale du forage et la base du tubage de surface lorsqu'elles s'échappent par l'évent du puits[1]. Les conséquences de ces émanations sont, outre la perte de la ressource et l'émission de gaz à effet de serre, liées à la possibilité d'une migration de gaz naturel vers des endroits clos et au risque d'explosion qui en découle, notamment dans le cas des émissions provenant de la périphérie du puits. Le Ministère dit suivre de près la situation afin que les entreprises déterminent la provenance exacte de ces émanations et corrigent les problèmes (DQ28.1, p. 22 ; DQ35.1).

Au puits A266 de Talisman Energy à Leclercville, qui constitue la principale fuite rapportée[2], le Ministère a constaté un débit de méthane de 190 m^3/jour en provenance de l'évent du puits. En considérant que le gaz naturel est relativement pur en méthane avec une masse volumique de 0,68 kg/m^3 à 15 °C dans l'air ambiant, cela équivaudrait à une émission quotidienne de 129 kg de méthane dans l'atmosphère. Multiplié par un coefficient de 22 afin de la comparer au CO_2 en matière de potentiel de réchauffement global, cette émission équivaudrait à 2 838 kg de CO_2 éq./jour. Sur une année, cela représenterait 1 035 870 kg de CO_2 éq., ce qui est très supérieur à la moyenne rapportée par l'EPA, mais bien inférieur aux valeurs rapportées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs pour un puits foré dans le shale de Marcellus (DB1, p. 36 et 37).

---

1. Selon le document DQ28.3, la profondeur du coffrage de surface dans le shale d'Utica peut varier de façon assez importante d'un puits à l'autre et osciller de quelques dizaines à quelques centaines de mètres.
2. Le puits A261 laisserait s'échapper par l'évent 49 m^3/jour de gaz naturel et le puits A275, 140 m^3/jour. Ces trois puits auraient été forés en 2008 et en 2009 par Talisman, de même que six autres puits présentant des émanations.

- *La commission constate qu'une forte proportion des puits récemment forés dans le shale d'Utica présentent des émanations non attendues de gaz naturel qui peuvent poser un risque d'explosion en cas d'une migration du gaz vers des endroits clos.*

- *La commission d'enquête constate que des mois se sont écoulés avant que le ministère des Ressources naturelles et de la Faune n'inspecte les puits forés dans le shale d'Utica et qu'il constate des émissions importantes de gaz naturel en provenance de plusieurs de ces puits.*

- ***Avis** – La commission d'enquête estime que toute entreprise devrait être tenue de démontrer que le coffrage de son puits de gaz naturel est étanche dès sa complétion, et à intervalle régulier par la suite. Il en va de la crédibilité de l'industrie gazière pour montrer à la population sa capacité à éviter les fuites de gaz naturel ou à rapidement corriger toute situation anormale.*

- ***Avis** – La commission d'enquête considère que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devrait répondre à toute plainte de résidants liée à une migration suspectée de gaz naturel vers leur propriété et pouvoir procéder aux analyses de terrain nécessaires avec diligence. Un mécanisme d'information à cet effet devrait être prévu par le Ministère à l'attention des régions concernées par des forages gaziers.*

La qualité de l'air et les activités gazières

Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs rapporte, d'une étude mise à jour en 2009 par l'État de New York (Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program)[1], qu'une modélisation basée sur un site de forages multiples en Pennsylvanie montre que l'utilisation simultanée de plusieurs appareils fixes ou mobiles fonctionnant au diesel ainsi que le brûlage répandu du gaz naturel à la torchère peuvent entraîner l'émission de matières particulaires ($MP_{2,5\mu m}$), d'oxydes de soufre (SO_x), d'oxydes d'azote[2] (NO_x) et de divers autres polluants toxiques tels que le benzène (C_6H_6). Diverses autres substances volatiles assimilables aux produits chimiques utilisés pour les opérations de forage et de fracturation ainsi que pendant l'exploitation des puits gaziers peuvent également être émises. Par exemple, l'entreposage de l'eau usée de

1. [En ligne (28 octobre 2010) : www.dec.ny.gov/energy/58440.html].
2. Les oxydes d'azote réagissent à la lumière et avec les COV pour former l'ozone troposphérique auquel se mélangent des matières particulaires microscopiques et, parfois, d'autres composés chimiques, détériorant alors la qualité de l'air sous la forme d'une brume jaunâtre appelée smog (de l'anglais smoke et fog) qui peut entraîner des problèmes cardiopulmonaires, notamment chez les personnes souffrant déjà de maladies pulmonaires [en ligne (28 octobre 2010) : www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/air/out-ext/effe/talk-a_propos-fra.php].

fracturation dans des bassins à l'air libre pourrait émettre, sur de courtes périodes, des contaminants associés aux produits chimiques utilisés dans le fluide de fracturation, notamment des composés organiques volatils tels du méthanol, du naphta lourd ou du glutaraldéhyde[1]. Ces émissions ne seraient toutefois susceptibles de dépasser ponctuellement certaines normes de qualité de l'air ambiant que sur de courtes périodes. Par ailleurs, ce serait la phase d'exploration plutôt que d'exploitation qui émettrait davantage ces contaminants (DB1, p. 21, 33 et 34).

De son côté, l'Institut national de santé publique du Québec confirme, à partir d'une revue de la littérature la liste des polluants mentionnés par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. L'Institut note que ces polluants peuvent entraîner des effets aigus et chroniques dans la population, mais que la documentation est plus étayée pour les effets sur les travailleurs (DB93, p. 13 à 16).

Le ministère de la Santé et des Services sociaux estime qu'il faut distinguer les effets de courte durée de ceux de longue durée et connaître le degré d'exposition aux polluants atmosphériques des populations voisines des activités industrielles. La concentration des polluants dans l'air et la durée d'exposition varient habituellement selon l'environnement immédiat des sites de forage ou dans un rayon plus grand si l'activité est plus intensive. Pour évaluer le risque, le Ministère estime qu'il faut connaître le nombre d'individus exposés, particulièrement ceux vulnérables, soit les jeunes enfants et les personnes âgées, et les effets doivent être évalués selon la durée réelle de l'activité, en considérant le nombre et la nature des forages et l'emplacement des sites d'exploitation sur le territoire (DB42, p. 16 et 17).

Le Ministère souligne que les sources d'émission peuvent être divisées en deux catégories : les sources mobiles et les sources fixes. Les sources mobiles comprennent la machinerie lourde et les camions servant à préparer le site de forage et au transport des matériaux et substances nécessaires à la réalisation des différentes phases. Les sources fixes comprennent la foreuse, la torchère, l'équipement servant à faire fonctionner les pompes, les compresseurs, les réservoirs, les bassins et les unités de traitement des gaz. Quoique les effets de ces polluants soient généralement bien connus, le Ministère, tout comme l'Institut national de santé publique du Québec, ne s'estime pas en mesure d'évaluer les conditions d'exposition faute de projets. Aussi, il leur est impossible d'évaluer *a priori* le risque associé à l'exploration et l'exploitation anticipées du gaz de shale au Québec puisqu'ils ne

1. Le glutaraldéhyde est habituellement utilisé dans les secteurs médical et dentaire. Des travailleurs du secteur de la santé, tels que les infirmières, les radiologistes, les travailleurs en endoscopie, les dentistes, etc., ont rapporté les symptômes suivants : de l'irritation des yeux, du nez et de la gorge, des rhinites, des douleurs à la poitrine, de la toux et un manque de souffle après avoir été exposés à des vapeurs de glutaraldéhyde (0,05 à 0,2 ppm) [en ligne (le 28 octobre 2010) : www.reptox.csst.qc.ca/Produit.asp?no_produit=819].

connaissent pas l'intensité et la durée prévues des activités dans les localités susceptibles de les accueillir. Néanmoins, l'Institut souligne que les populations dont l'exposition est susceptible d'augmenter sont celles dont les résidences et les lieux d'activité sont situées à proximité et que, pour évaluer les risques pour la santé, il faut des informations techniques sur la nature de chaque projet (DM100, p. 19 et 20 ; DB93, p. 13 à 16).

- ***La commission d'enquête constate que, devant l'absence actuelle d'une exploitation gazière au Québec et faute de projets d'exploitation du gaz de shale, il n'est pas possible d'évaluer l'incidence de cette exploitation sur la qualité de l'air ambiant au Québec.***

Dans le shale de Barnett au Texas, où il y a une forte exploitation gazière et pétrolière dans des secteurs semi-urbanisés de l'ouest de l'agglomération de Dallas, des problèmes ponctuels de qualité de l'air ambiant ont été constatés[1]. Ces problèmes sont liés principalement à des odeurs mais, dans certains cas, il y a dépassement de normes d'exposition de court terme pour la santé. Les composés organiques volatils détectés au-delà des normes ne sont pas liés directement au gaz naturel et aux puits d'extraction, mais plutôt à des liquides de gaz naturel et de pétrole léger (condensats) et au fonctionnement d'appareils industriels tels que compresseurs, génératrices ou unités de traitement alimentés au diesel, à l'essence ou au gaz naturel.

Lors de la visite de la commission d'enquête au Texas, les responsables de la Texas Commission on Environmental Quality ont indiqué qu'environ 10 % des infrastructures de gaz et de pétrole avaient des fuites, mais que la plupart étaient négligeables. Cette Commission a toutefois rapporté quelques cas préoccupants, dont un dans la ville de Dish où la pollution de l'air (surtout le benzène) était associée aux opérations des compresseurs. À partir de ces travaux, la Texas Commission on Environmental Quality a installé des stations de suivi de la qualité de l'air et a créé des programmes qui visent à implanter dans l'industrie des mesures pour réduire les émissions de contaminants dans les secteurs problématiques[2]. Cette commission estime que ce suivi n'indique pas que l'exploitation gazière a entraîné une dégradation de la qualité de l'air ambiant et que celle de l'ouest de Dallas se compare à d'autres milieux densément peuplés d'Amérique du Nord. Par ailleurs, elle note que les programmes appliqués pour corriger les problèmes ponctuels donnent de bons résultats. Enfin, elle

1. Texas Commission on Environmental Quality [en ligne (8 novembre 2010) : www.tceq.state.tx.us/implementation/barnettshale/bshale-main].
2. *Ibid.* [en ligne (8 novembre 2010) : www.tceq.state.tx.us/implementation/barnettshale/bshale-strategies].

prévoit modifier sa réglementation afin d'obliger l'industrie à faire ses propres suivis afin de corriger rapidement toute situation posant un problème de qualité de l'air[1].

Par ailleurs, le 1er novembre 2010, la Pennsylvanie a publié un rapport de suivi de la qualité de l'air fait sur cinq semaines dans une zone de forte activité d'exploration et d'exploitation gazière dans le shale de Marcellus[2]. Bien que des contaminants (méthane, propane, benzène, NO_x, ozone, etc.) et des odeurs (mercaptan) ont été détectés, l'étude ne rapporte pas d'enjeux majeurs de santé, quoiqu'elle ait soulevé la possibilité que l'effet cumulatif de plusieurs installations industrielles, gazières ou non, dans un même secteur puisse entraîner un dépassement des normes fédérales. L'État continuera le suivi afin d'obtenir un meilleur portrait de la qualité de l'air ambiant et de déterminer si des mesures de réduction des émissions de certains contaminants sont requises.

Au Colorado, la Colorado Air Quality Control Commission a indiqué dans son rapport annuel[3] (p. 13) que le développement rapide de l'exploitation du gaz naturel et du pétrole a entraîné une augmentation de l'ozone troposphérique dans certaines zones urbaines et un dépassement par moment des normes édictées au *Clean Air Act*, une loi fédérale qui établit des normes nationales de qualité de l'air ambiant visant la protection de la santé et de la faune (Ground Water Protection Council et ALL Consulting 2009, p. 35 à 37). Cette Commission a précisé qu'elle se devait de mieux surveiller les émissions atmosphériques provenant de cette industrie. Elle se préoccupe également de la dégradation de la qualité de l'air dans les zones rurales. Aux États-Unis, le *Clean Air Act* permet d'imposer des conditions plus sévères d'émission dans les secteurs ayant une mauvaise qualité de l'air ambiant. Cette loi permet également à l'EPA de fixer des normes d'émission basées sur la performance des équipements, tels ceux à combustion interne. La Loi exempte toutefois une installation d'extraction de gaz naturel et les équipements qui y sont associés à une comptabilisation régionale de la qualité de l'air ambiant, dont les stations de compression, même pour les polluants préoccupants (section 7412, sous-section n(4)), sauf lorsque ces installations sont présentes dans une région métropolitaine où elles peuvent alors être prises en compte simultanément aux équipements de transport et de traitement du gaz naturel. Les États peuvent cependant établir leurs propres normes de qualité de l'air, en autant que les normes fédérales sont respectées (NYSDEC, 2009, *Appendix* 16).

---

1. Texas Commission on Environmental Quality [en ligne (13 janvier 2011) : www.tceq.texas.gov/assets/public/comm_exec/pubs/pd/020/10-04/Outlook-Fall-2010.pdf].
2. Pennsylvania Department of Environmental Protection [en ligne (2 novembre 2010) : www.files.dep.state.pa.us/RegionalResources/SWRO/SWROPortalFiles/Marcellus_SW_11-01-10.pdf].
3. Colorado Department of Public Health and Environment [en ligne (2 février 2011) : www.cdphe.state.co.us/ap/down/RTTP08-09fullweb.pdf].

Une comparaison réglementaire préliminaire qui est en cours d'élaboration par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune montre que l'Alberta et la Colombie-Britannique ont des règles précises de sécurité autour des têtes de puits pour minimiser les risques de fuite et exigent des mesures de contrôle pour surveiller les émissions dans l'air, notamment de H_2S. Au Québec, il n'y a pas de règles propres aux puits gaziers et il faut se référer aux règles générales du *Règlement sur la qualité de l'atmosphère* [R.R.Q., c. Q-2, r. 20] (DB36, p. 13 à 18).

Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, responsable de suivre l'évolution de la qualité de l'air au Québec, a confirmé que le *Règlement sur la qualité de l'atmosphère* et le projet de règlement sur l'assainissement de l'atmosphère ne contiennent pas de dispositions propres à l'exploration et l'exploitation gazière, ce qui signifie que, d'office, il n'y a pas de certificat d'autorisation exigé en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. De son côté, le *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* [R.R.Q., c. Q-2, r. 3.3] prévoit que l'émission de certains contaminants, notamment les gaz à effet de serre, doit être déclarée au ministre lorsque le seuil d'émission prescrit dans le Règlement est dépassé. Toutefois, ces réglementations contiennent des dispositions sur l'émission dans l'atmosphère des divers appareils et procédés et visent à assurer une qualité de l'air ambiant acceptable, et il n'y a pas d'exemption pour l'industrie gazière (DB1, p. 35 et 36). Par ailleurs, le Ministère a signalé l'existence d'un code canadien destiné aux industries pour qu'elles diminuent, sur une base volontaire, leurs émissions fugitives autres que le méthane en provenance de l'équipement de production (DB68). Pour suivre la qualité de l'air ambiant, le Ministère possède, en collaboration avec la Ville de Montréal et Environnement Canada, un réseau de 76 stations de mesure installées principalement dans le sud du Québec. Des stations couvrent notamment le territoire visé par l'exploration et l'exploitation du shale d'Utica[1].

Sur ce plan, l'Association pétrolière et gazière du Québec propose certaines mesures pour réduire les émissions atmosphériques :

- évitement du brûlage à la torche[2] pendant l'exploitation commerciale puisque les tests de production seront menés directement avec un gazoduc, lorsque possible ;
- utilisation d'équipement fonctionnant au diesel à faible teneur en soufre et recours à des technologies pour le contrôle des émissions (ex. : condensateur, incinérateur, etc.) ;

1. [En ligne (13 janvier 2011) : www.mddep.gouv.qc.ca/air/programme_surveillance/reseau-tableau1.pdf].
2. Le brûlage à la torchère est requis tôt après le développement d'un puits afin de tester sa capacité de production et pour éviter un excès de pression à la tête du puits.

- utilisation de technologies avancées en matière de combustion (ex. : moteurs à haut rendement) ;
- utilisation de moteurs électriques là où c'est possible (DB2, p. 15 et 16) ;
- prise de mesures de qualité de l'air en cas de problème suspecté ou de plainte (M. Scott Sobie, DT11, p. 58).

Par ailleurs, la commission d'enquête a observé lors de sa visite de sites de forage en Pennsylvanie en décembre dernier que, lorsqu'une conduite de gaz naturel est déjà en place à proximité, le brûlage à la torchère est évité ou, du moins, elle réduit le laps de temps pendant lequel il se produit.

- *La commission d'enquête constate que la réglementation québécoise sur la qualité de l'air ne couvre pas spécifiquement l'exploration et l'exploitation gazière, mais qu'elle ne l'exempte pas non plus.*

- ***Avis** – La commission d'enquête estime que tant les opérations d'exploration gazière que celles d'exploitation devraient faire l'objet d'une évaluation de la dispersion des émissions atmosphériques par les entreprises responsables. Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devrait établir l'état initial de la qualité de l'air dans les diverses régions où se feraient les travaux d'exploration et d'exploitation.*

- ***Avis** – Lorsqu'il y a un développement multiple de puits gaziers, la commission d'enquête estime qu'une évaluation des effets cumulatifs, faite par les entreprises gazières, devrait prendre en compte les émissions locales et régionales des autres opérations gazières et industrielles. Un suivi devrait être fait par ces entreprises et les données, remises au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs pour être rendues publiques.*

- ***Avis** – La commission d'enquête estime que les entreprises d'exploration et d'exploitation de puits de gaz naturel devraient utiliser des appareils électriques n'émettant pas de contaminants atmosphériques, partout où cela est possible, plutôt que des appareils fonctionnant au diesel ou à l'essence.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les puits complétés devraient être raccordés à un réseau de collecte du gaz naturel le plus rapidement possible afin d'éviter le brûlage à la torchère. À cet effet, tout exploitant devrait planifier le développement des puits et du réseau de collecte en conséquence.*

- ***Avis** – La commission d'enquête estime que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devrait traiter toute plainte de résidants liée à un problème d'odeur ou de qualité de l'air ambiant à proximité d'installation d'exploration ou d'exploitation gazière.*

Les gaz à effet de serre

Sur la base de l'étude de l'État de New York mentionnée précédemment, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs estime que, pendant l'exploration, les émissions de gaz à effet de serre (CO_2, CH_4 et NO_x principalement) surviendraient surtout à l'étape de la complétion du puits, notamment au cours de la fracturation hydraulique et du retour des fluides. Ces émissions proviennent du transport des matériaux, de l'utilisation de génératrices, de pompes et de compresseurs fonctionnant au diesel, du brûlage par torchère du gaz naturel qui s'échappe du puits ou des émissions fugitives provenant de l'équipement ayant un problème d'étanchéité. Pendant l'exploitation, les émissions proviendraient surtout des évents de puits, des opérations de traitement (déshydratation si le gaz est trop humide, enlèvement du CO_2 s'il y en a trop) et de compression du gaz pour son acheminement au réseau de conduites de collecte (PR3, p. 19).

Le Ministère cite cette même étude pour dire que les émissions de gaz à effet de serre surviendraient pendant l'exploitation, qui se poursuit sur plusieurs années, plutôt qu'en phase de forage et d'évaluation du puits, qui dure quelques semaines à quelques mois. Les émissions annuelles d'un puits unique foré dans le shale de Marcellus produisant 10 millions de pi^3/jour y ont été estimées à 12 263 t CO_2 éq. Dans le cas d'un site avec dix puits semblables, les émissions seraient significativement plus basses par puits, à savoir 5 553 t CO_2 éq./an (DB1, p. 36 et 37).

Sur la base de ces données, une production québécoise de gaz naturel équivalente à la consommation annuelle du Québec, soit 210 milliards de pi^3, pourrait émettre de 320 000 t CO_2 éq. à 700 000 t CO_2 éq. Ces émissions seraient comptabilisées au bilan québécois (M^{me} Marie-Ève Boucher, DT6, p. 81). Il est à noter que, à 10 millions de pi^3/jour, l'exemple pris par le Ministère porte sur un puits de grande capacité. Des puits de capacité moindre, étant moins pressurisés, seraient plus nombreux pour atteindre la même production, mais ils émettraient chacun moins d'émissions fugitives. Néanmoins, afin d'avoir des données fiables et avec l'éclairage des récents documents techniques de l'EPA voulant que les émissions liées à l'exploration et à l'exploitation du gaz de shale pourraient être supérieures aux puits conventionnels, le Ministère a commandé sa propre étude en décembre 2010 pour établir des taux d'émission pour le Québec (DQ38.1). À l'égard des taux d'émission, le site Web du Ministère peut être consulté[1].

1. [En ligne (29 octobre 2010) : www.mddep.gouv.qc.ca/air/calcul-ges/tableurs.htm].

À ces émissions il faut ajouter celles liées au transport du gaz naturel par gazoduc vers les consommateurs. Le fonctionnement des stations de compression émet des gaz de combustion et une mauvaise étanchéité des appareils peut augmenter les émissions fugitives de gaz naturel.

Gaz Métro estime que les émissions directes et indirectes liées à l'extraction et au transport du gaz naturel équivalent à 15 % des émissions totales issues de sa production et de sa combustion (M. Jean-Pierre Noël, DT6, p. 85 à 87). D'un autre côté, l'EPA[1] estime que les émissions fugitives de méthane et de CO_2 ainsi que les émissions de CO_2 liées au fonctionnement de l'équipement d'extraction, au brûlage à la torchère du gaz naturel et au transport vers les clients à des fins de combustion ou d'utilisation pétrochimique[2] représentaient en 2008 aux États-Unis environ 10 % des émissions totales liées au gaz naturel. Cette estimation est donc légèrement inférieure à celle avancée par Gaz Métro, mais la différence peut possiblement s'expliquer par le fait que cette dernière a considéré les grandes distances entre le Québec et l'Alberta. L'évaluation de Gaz Métro semble donc compatible avec celle de l'EPA. Ainsi, sur la base du 15 % estimé par l'entreprise, les émissions totales actuelles liées à la production et au transport du gaz naturel albertain jusqu'aux consommateurs québécois seraient approximativement de quelque 1 500 000 t de CO_2 éq. par année. Par comparaison, le Québec a émis en 2008 environ 82 700 000 t de CO_2 éq[3].

Par ailleurs, l'Association pétrolière et gazière du Québec a fait produire une étude comparant une éventuelle exploitation du gaz naturel du Québec avec une importation de l'Alberta (DB43). Le tableau 2 synthétise cette évaluation et montre qu'une production locale de gaz naturel plutôt qu'une importation de l'Alberta réduirait globalement les émissions de gaz à effet de serre sur le plan canadien. Plus particulièrement, quelque 250 000 t de CO_2 éq./an seraient évitées avec une production locale plutôt qu'une importation par gazoduc, et ceci sans tenir compte du fait que le gaz québécois contiendrait peu de CO_2 ni du fait que des gains d'émission provenant de l'arrêt du fonctionnement des stations de compression situées entre le Québec et l'Alberta seraient obtenus.

Quant à Gaz Métro, elle évalue que, pour un milliard de mètres cubes de gaz naturel produit au Québec par rapport à une importation albertaine, on éviterait l'émission de

---

1. [En ligne (29 octobre 2010) www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads10/US-GHG-Inventory-2010_Chapter3-Energy.pdf].
2. À partir des données du document de la Environmental Protection Agency, on peut déduire qu'environ 1,65 % du gaz naturel utilisé aux États-Unis serait consacré à des fins pétrochimiques et non à des fins de combustion. Il faut néanmoins comptabiliser cette utilisation.
3. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2008 et leur évolution depuis 1990*, 2010, 18 pages.

125 000 t de CO_2 éq. par année à l'échelle canadienne (DM62, p. 33). Ces gains ne pourraient toutefois pas être soustraits du bilan québécois compte tenu des méthodes de comptabilisation déterminées dans l'Accord de Kyoto (M[me] Marie-Ève Boucher, DT6, p. 82).

Tableau 2 La comparaison des émissions de dioxyde de carbone

Source d'émission (en t CO_2 éq./an)	Approvisionnement en Alberta	Gaz de shale du Québec	Commentaires de SNC-Lavalin
Construction, forage et démarrage	26 350	26 350	Les émissions ont été réparties sur 20 ans.
Opérations de collecte du gaz	n. d.	n. d.	Le tonnage devrait être le même aux deux endroits.
Opérations de traitement du gaz	63 950	63 950	Étant donné que le gaz du Québec semble de meilleure qualité que celui de l'Alberta, les émissions pourraient être moindres pour le Québec.
Enlèvement du CO_2 dans le gaz	n. d.	0	Qualité variable du gaz albertain nécessitant parfois de l'épurer. Les résultats préliminaires montrent que le gaz du Québec ne contiendrait que peu de CO_2, évitant ainsi le besoin de l'épurer.
Transport par gazoduc (émissions fugitives seulement)	**264 180**	**10 710**	Distance de transport beaucoup plus courte pour le gaz produit au Québec.
Entreposage	2 298	2 298	Les mêmes structures de stockage saisonnier seraient utilisées.
Distribution	109 200	109 200	Le réseau de distribution au Québec serait le même.
Utilisation	9 760 000	9 760 000	Usages inchangés sur le territoire du Québec.
Total	De 10 528 978 à 17 065 978	9 972 508	

Source : adapté de DB43, p. 12.

Pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs rapporte que l'EPA a créé un partenariat volontaire, le programme Natural Gas Star[1], encourageant l'industrie à adopter des mesures de réduction. À titre d'exemple, dans le secteur du shale de Barnett au Texas, la Commission du Texas sur la qualité de l'environnement fait un suivi des émissions fugitives de méthane et de COV par caméra infrarouge[2], puis incite les

1. United States Environmental Protection Agency [en ligne (28 octobre 2010) : www.epa.gov/gasstar].
2. Texas Commission on Environemental Quality [en ligne (4 novembre 2010) : www.tceq.state.tx.us/implementation/barnettshale/bshale-faq].

opérateurs à réduire ces émissions, réduction qui peut se traduire par des revenus supplémentaires découlant de la vente du gaz naturel qui ne s'échappe plus.

Par ailleurs, le Québec fait partie du Western Climate Initiative qui regroupe certains États américains, dont la Californie, et des provinces canadiennes, dont la Colombie-Britannique. Cette initiative prévoit qu'à compter du 1er janvier 2012 les principales industries et la production thermique d'électricité seront couvertes par un programme de plafonnement d'émission et d'échange de crédits de carbone entre les membres de l'initiative. Chaque secteur industriel et grand émetteur se verrait donner des limites à ne pas dépasser en réduisant ses émissions ou en achetant des crédits vendus par des entreprises ayant dépassé leur objectif de réduction (DQ17.1, p. 2). En outre, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a annoncé[1] la création d'un comité consultatif pour l'accompagner dans l'élaboration du *Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques* (PACC) dont l'objectif est de réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre pour 2020 par rapport à 1990. Enfin, l'administration[2] étasunienne a annoncé le 23 décembre 2010 son intention de fixer en 2012 des quotas d'émission aux producteurs thermiques d'électricité et aux raffineries de pétrole. Ces deux secteurs généreraient environ 40 % des émissions de gaz à effet de serre aux États-Unis.

- *La commission d'enquête constate que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a confié la réalisation d'une étude pour évaluer les émissions de gaz à effet de serre des activités d'exploration et d'exploitation gazière au Québec.*

- *La commission d'enquête constate que le fait de produire localement du gaz naturel pour le consommer localement pourrait réduire les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle canadienne par rapport à une importation de l'Alberta. Cette réduction ne serait toutefois pas comptabilisable par le Québec qui devrait plutôt comptabiliser les émissions liées à une future production québécoise de gaz naturel.*

- ***Avis** – La commission d'enquête estime que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devrait prévoir un programme de suivi des émissions de gaz à effet de serre, inspiré du programme Natural Gas Star de la United States Environmental Protection Agency et des pratiques du Texas en matière de suivi infrarouge des émissions afin de les réduire. Ce suivi comprendrait entre autres les émissions fugitives liées à l'exploration et à l'exploitation du gaz naturel au Québec ainsi qu'au transport et à la distribution.*

---

1. [En ligne (15 décembre 2010) : www.mddep.gouv.qc.ca/infuseur/communique.asp?no=1815].
2. United States Environmental Protection Agency [en ligne (30 décembre 2010) : http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/d0cf6618525a9efb85257359003fb69d/d2f038e9daed78de8525780200568bec!OpenDocument].

Chapitre 9 Les risques naturels et technologiques

La commission d'enquête aborde ici les risques naturels et technologiques associés à l'industrie du gaz de shale au Québec. Un élément important dans l'analyse du risque réside dans les diverses définitions utilisées afin d'assurer une communication et une gestion efficiente du risque. Pour ce faire, les principaux termes sont définis à l'annexe 9. Les approches pour l'analyse du risque sont variées et sont souvent regroupées en deux catégories : qualitative et quantitative. Les risques naturels mentionnés en audience ont surtout porté sur le risque sismique et les mouvements de terrain. Le volet concernant les risques technologiques a été abordé par un expert invité par le BAPE (DB41 et DB41.1). L'Institut national de santé publique du Québec (INSPQ) a également produit un rapport qui aborde le sujet (DB93). L'analyse qui suit vient principalement de documents déposés, de ceux cités plus haut ainsi que d'autres documents consultés par la commission.

Les principes de développement durable liés aux risques naturels et technologiques sont principalement « prévention », « santé et qualité de vie » et « accès au savoir ». Les mesures de prévention visent à réduire à un niveau acceptable les conséquences sur les personnes, les biens et les infrastructures. Ce faisant, on verrait à assurer la santé et la sécurité des travailleurs de l'industrie du gaz de shale ainsi que des personnes vivant à proximité des zones d'exploration et d'exploitation du gaz de shale. Pour assurer le meilleur développement des outils de mitigation et la gestion du risque visant à réduire les conséquences des divers dangers à un niveau acceptable, il faudrait, selon le principe « accès au savoir », accompagner le développement de cette industrie par des efforts de recherche.

Le risque est évalué par rapport à un ou plusieurs éléments qui pourraient être des personnes, des infrastructures ou encore des éléments de richesse. Globalement, le risque résulte d'un événement touchant des éléments qui y sont exposés et qui ont une certaine vulnérabilité.

Ainsi, un grand glissement de terrain[1] qui se produirait dans une plaine inhabitée aurait des conséquences presque nulles. Par contre, un petit glissement de terrain qui pourrait détruire des habitations présenterait un risque élevé.

1. Par exemple, pour les glissements de terrain : risque (glissement) = dangers (aléas) liés aux glissements x les éléments à risques (p. ex. personnes, biens) x la vulnérabilité des éléments x les coûts associés aux pertes potentielles (personnes, biens, infrastructures).

Pour estimer le risque auquel sont exposés des personnes et des biens, il faut être en mesure d'évaluer la nature des dangers, leur fréquence, les éléments qui sont à risque, la vulnérabilité de ces éléments et, éventuellement, leur valeur propre (DB41.1). Selon les Directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie, pour la plupart des risques technologiques liés à l'industrie du gaz de shale qui seront présentés ci-après, les informations fournies ne permettent pas d'en évaluer le niveau (DM100).

À partir de l'analyse des enjeux présentés dans les chapitres précédents, l'évaluation des risques associés à l'industrie du gaz de shale doit prendre en considération quatre autres caractéristiques importantes. La première est le temps d'exposition des éléments à risque pouvant atteindre 50 ans pour ce qui est de la période d'exploitation, mais plusieurs centaines d'années pour les eaux de fracturation laissées dans le shale. La deuxième est liée aux effets cumulatifs dont le nombre de puits, la longueur du réseau de collecte ou encore le nombre de camions circulant. La troisième est la territorialité, soit la superficie éventuellement couverte par les activités gazières. La quatrième est la dispersion des puits et des infrastructures dans un milieu habité. D'un point de vue plus général, Farrell et Brandt (2006) considèrent que l'industrie des ressources non-conventionnelles est récente et pourrait présenter des risques plus importants liés en bonne partie à de nouvelles pratiques ou à des environnements d'exploitation différents.

Une fois le risque connu, le gestionnaire évaluera, selon le cas, les méthodes d'atténuation assurant le maintien d'un niveau de risque jugé acceptable. Quant au niveau d'acceptabilité donné, son choix doit être fait par les autorités compétentes responsables des secteurs concernés et adapté aux milieux d'insertion des activités (Canadian Standards Association, 1997). Ainsi, selon M. Lacoursière, « le défi est d'empêcher que ces dangers se matérialisent en maîtrisant les risques, c'est-à-dire en mettant en place des moyens pour réduire ces risques à un niveau tolérable pour la société » (DB31.1, p. 1).

Les risques naturels

Les dangers naturels au Canada ont des origines diverses (Etkin *et al.*, 2004). Pour le Québec, les dangers naturels discutés lors de l'audience publique sont ceux surtout d'origine géologique et ils sont liés aux séismes et aux glissements de terrain. La plupart du temps, la cause de ces événements est naturelle, mais ils peuvent parfois résulter de l'activité humaine.

Les séismes

Les séismes sont enregistrés à l'aide de sismographes distribués à différents endroits au Canada. Au Québec, la plupart des sismographes se retrouvent dans les régions de Charlevoix et d'Ottawa, deux zones particulièrement actives, alors qu'il n'y en a qu'un seul entre Montréal et Québec (Lin et Adams, 2010).

Les séismes dont la magnitude[1] serait supérieure à 4,5 pourraient entraîner, selon les conditions géologiques, une rupture en surface (Wells, 1994 ; Bird et Bommer, 2004), une accélération du sol, un glissement de terrain ou encore une liquéfaction du sol (Bird et Bommer, 2004). Ces auteurs rapportent, pour les pipelines et autres infrastructures du même type, que « les pipelines qui sont enfouis sont particulièrement vulnérables à des déformations des sols provenant de la liquéfaction. Ils sont tout autant vulnérables à des déformations causées par des failles » (traduction libre, p. 165). Au Québec, des cas de liquéfaction causée par des séismes ont déjà été rapportés pour le séisme de Charlevoix de 1925 (Chagnon et Locat, 1988) et pour celui du Saguenay de 1988 (Tuttle *et al.*, 1990).

La carte de zonage sismique de l'Est du Canada indique que, pour le territoire de la vallée du Saint-Laurent compris entre Québec et Montréal et entre les Appalaches et les Laurentides, l'accélération maximale au roc causée par un séisme pourrait être comprise, une fois en 2 500 ans, entre 0,2 et 0,5 g[2] (Adams et Halchuk, 2003, figure 21). Cette plage de valeurs est sensiblement différente des valeurs comprises entre 0,02 et 0,08 g pour la région où se retrouve le shale d'Utica dans l'État de New York (NYSDEC, 2009, p. 4-25). Étant donné la période historique relativement courte (depuis 1663) qui a permis d'élaborer la carte de zonage sismique, elle constitue un document évolutif comme en fait foi la révision majeure de cette carte à la suite du séisme du Saguenay de 1988 (Lamontagne, 1991).

La carte de zonage sismique est intégrée au Code national du bâtiment que la Talisman Energy s'est engagée à respecter (DM147, p. 34). Par contre, les ouvrages liés aux puits ne sont pas spécifiquement couverts par le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* (M. Jean-Yves Laliberté, DT6, p. 37). Pour le Québec, selon un représentant de l'Association pétrolière et gazière du Québec, la majeure partie des séismes enregistrés au Québec sont compris entre 2 et 4, dont la plupart sont entre 2 et 3. Elle ne croit pas du tout que ces tremblements de terre auront un impact sur ses activités (M. Paul Myers, DT6, p. 30 et 31). Une étude

1. La magnitude est un unité logarithmique et une unité ajoutée représente une multiplication de l'énergie par un facteur de 32 (California Seismic Safety Commission, 2002).
2. 'g' indique la constante gravitationnelle correspondant à une accélération de 9,8 m/s^2.

rapportée par Dusseault *et al.* (2001) souligne que, dans la région du champ pétrolier de Wilmington (région de Los Angeles), plusieurs puits de pétrole ont été endommagés à la suite de séismes (M2 à M4) induits partiellement par l'exploitation du gisement (liquéfaction et tassements).

La vallée du Saint-Laurent et les zones limitrophes sont, à l'occasion, le lieu de séismes supérieurs à M4. Des séismes plus importants ont en effet été répertoriés au Québec et dans les régions limitrophes. Par exemple, des séismes historiques supérieurs à M4 ont été enregistrés à Sainte Marie[1] (M4,1) en 2010, ainsi que dans les régions limitrophes, dont celui de M5,8 en 1732 dans la région de Montréal (Lamontagne *et al.*, 2008) et celui de Goodnow (M5,1) le long de la vallée de la rivière Hudson dans l'État de New York (Dawers et Seeber, 1991).

Les séismes peuvent être perçus sur de grandes distances et avec des intensités locales augmentées par des effets de site (Chagnon et Doré 1987 ; Heidebrecht, 2003). Par exemple, le séisme de 1988 au Saguenay a causé des glissements de terrain, dont un à Saint-Adelphe, à 175 km au sud-est (Lefebvre *et al.*, 1992). Dans un tel contexte, Hydro-Québec, à la suite d'une évaluation de l'étendue des dégâts causés par le séisme du Saguenay (M6,3) et de l'atténuation de l'onde de choc, a dû revoir sa stratégie d'inspection des ouvrages basée sur la magnitude et l'épicentre d'un séisme (Lamontagne et Dascal, 2006). Prévoir les effets de site exige souvent la présence de sismographes.

- *La commission d'enquête constate l'absence d'une base de connaissance suffisante permettant d'évaluer la présence de failles actives dans la vallée du Saint-Laurent et ses régions limitrophes.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que la conception des diverses infrastructures liées à l'industrie du gaz de shale devrait prendre en compte le risque sismique particulier aux secteurs d'implantation.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les plans d'urgence des entreprises devraient comprendre une procédure d'inspection des infrastructures à la suite d'un tremblement de terre.*

Sous un autre angle, l'injection de fluide dans la croûte terrestre peut, à l'occasion, produire des événements sismiques pouvant atteindre une magnitude de M5 (Milne, 1970 ; Wu, 2003 ; Cuenot *et al.*, 2008). Au Québec, une telle observation a été faite six semaines après le début du remplissage du réservoir du barrage Manic 3 alors

1. Ressources naturelles Canada [en ligne (18 février 2011) : http://earthquakescanada.nrcan.gc.ca/recent_eq/2010/20100723.1724/index-fra.php].

que s'est produit un séisme de magnitude M4,1 (Leblanc et Anglin, 1983). Dans la plupart des cas, il s'agit de zones de failles qui sont réactivées ou stimulées par les fluides injectés qui viennent y réduire la résistance au frottement dans la portion injectée (Cuenot *et al.*, 2008).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que la Commission géologique du Canada devrait faire l'étude de la séismicité induite par la fracturation hydraulique et en évaluer l'aléa advenant la réalisation de milliers de puits dans la vallée du Saint-Laurent. L'ajout de séismographes entre Québec et Montréal devrait être considéré.*

Les glissements de terrain

La vallée du Saint-Laurent est recouverte en partie d'une épaisseur variable de dépôts de la mer de Champlain (Bilodeau *et al.*, 2004 ; Demers *et al.*, 2008). Ces dépôts, généralement argileux, sont souvent impliqués dans des glissements de terrain le long des cours d'eau qui les érodent. Ces glissements peuvent être causés par des phénomènes naturels ou par l'activité humaine. L'industrie entend éviter les flancs de collines et les zones propices aux mouvements de terrain (Talisman Energy, DM147, p. 16 ; Association pétrolière et gazière du Québec, DM148, p. 35).

L'une des caractéristiques importantes des glissements de terrain qui sont survenus au Québec est liée au fait qu'ils peuvent, selon le contexte local, couvrir de grandes superficies (de l'ordre du kilomètre carré) et se propager, à partir de la rive, sur des distances pouvant atteindre 1,2 km (Lebuis *et al.*, 1983).

À la suite de l'adoption de la *Loi sur la sécurité civile*[1], Demers *et al.* (2008, p. 522) indiquent qu'« en se basant sur le principe qu'il faut d'abord connaître les dangers qui peuvent menacer les personnes et les biens, un programme de cartographie des zones sujettes aux glissements de terrain a été amorcé en 2003 ». Pour eux :

> Les documents cartographiques qui en résultent fournissent aux MRC et aux municipalités un outil permettant de prendre en compte le niveau de risque de mouvements de terrain dans les formations argileuses, et des contraintes associées, dans le plan d'aménagement du territoire. À l'heure actuelle, seulement quelques secteurs des basses-terres de la vallée du Saint-Laurent sont couverts par une cartographie adaptée au plan d'urbanisme des municipalités (DQ36.1). La mise en pratique de cette cartographie pourra s'appuyer sur une certification d'ingénieurs spécialisés sur les glissements de terrain.
> (Demers *et al.*, 2008)

1. Gouvernement du Québec, 2002. ***La sécurité civile, une responsabilité partagée – Présentation et synthèse de la Loi sur la sécurité civile***, 34 p. [en ligne (18 février 2011) : www.securitepublique.gouv.qc.ca/fileadmin/Documents/securite_civile/lois_reglements/presentation_synthese.pdf].

D'après l'Association pétrolière et gazière du Québec et une entreprise chargée de réaliser des levés de sismique réflection, les opérations de sondage sismique ne provoqueraient pas de glissements de terrain (DM148, p. 35 ; M. Réjean Paul, DT20, p. 45). Par contre, il a été démontré que des levés sismiques sur des sols mous pouvaient provoquer des coulées de boues (Hryciw *et al.*, 1990). Ceci indique que le tracé choisi pour les levés sismiques ainsi que la méthode utilisée doivent prendre en compte les zones à risque de glissements de terrain ou encore les terrains susceptibles à la liquéfaction. Interrogée sur les procédures utilisées pour la réalisation de levés sismiques, la compagnie GPR a indiqué qu'il n'y avait pas au Québec, de guide de pratique pour de tels travaux, malgré que cela serait souhaitable (MM. Renaud Robitaille et Réjean Paul, DT20, p. 43 et 44).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les levés sismiques terrestres au Québec devraient être encadrés par un guide de bonnes pratiques élaborées par l'industrie, en collaboration avec le ministère des Ressources naturelles et de la Faune.*

Pour ce qui est de la possibilité d'un lien entre la fracturation hydraulique et les glissements de terrain, une éventuelle réponse pourra être proposée, une fois connus, dans le roc le champ de pressions interstitielles générées par la fracturation et la possibilité qu'un tel champ ait une influence sur le réseau d'écoulement le long des talus argileux. Cet aspect a été abordé au chapitre 7, en relation avec la connaissance du régime hydrogéologique des basses-terres du Saint-Laurent et les activités du développement du réservoir de gaz.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les plans d'implantation des sites de forages et des infrastructures devraient être assujettis aux plans de zonage des glissements de terrain et qu'en leur absence le risque devrait être évalué par une autorité reconnue.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que toute demande de levés sismiques pour l'exploration du gaz et du pétrole devrait démontrer la prise en compte adéquate des risques de mouvements de terrain dans la planification des tracés proposés.*

Les risques technologiques

Les risques technologiques sont considérés comme ceux ayant une origine anthropique et regroupent les risques industriels, nucléaires et biologiques. L'analyse se limitera ici aux risques industriels. Selon un expert, les principaux éléments à risque sont la population, les aquifères et les puits d'eau potable. Les risques

technologiques associés à l'exploration et l'exploitation gazière comprendraient les éléments suivants :

> – fuite potentielle de gaz, de boue de forage au cours du forage/de la fracturation, vers les aquifères (Conséquence potentielle : contamination de l'eau) ;
> – infiltration potentielle de gaz dans les structures de surface dont les habitations (Conséquence potentielle : atmosphère explosive) ;
> – éruption potentielle [explosion] de gaz en tête de puits (Conséquences potentielles : incendie ou émission d'hydrogène sulfuré si présent) ;
> – déversement potentiel de boues ou de produits chimiques (Conséquences potentielles : contamination des cours d'eau, sources d'eau potable, puits de particuliers).
> (DB41.1, p. 4)

Au cours de l'exploitation du gaz naturel, les risques sont surtout liés à la performance des puits, du réseau de collecte ainsi que du site de purification et de compression du gaz et du transport des divers produits utilisés.

Selon un expert et les Directions de santé publique de Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie, l'industrie du gaz de shale et celle du transport du gaz naturel ont généré divers accidents ou incidents qui peuvent être liés tant à la phase d'exploration qu'à celle de l'exploitation (DB41.1 ; DM100, annexe 2). À titre d'exemple, un même danger, comme celui des explosions, varie beaucoup selon l'usage du puits. Ainsi, Jordan et Benson (2008) rapportent qu'entre 1995 et 2005 un district de la Californie a connu une fréquence d'explosion lors du forage de puits de 1 pour 1 000, de 1 pour 10 000 lors de l'exploitation et de l'ordre de 1 pour 100 000 une fois le puits abandonné.

Face aux risques technologiques, Talisman Energy indique que :

> L'entreprise comprend les enjeux et les responsabilités liés à l'exploitation de la ressource. Les risques inhérents à l'exploitation des shales gazéifères sont bien connus et peuvent être mitigés en mettant l'accent sur la sécurité dans les opérations, [et] en mettant en œuvre les meilleures pratiques éprouvées de l'industrie et en appliquant une réglementation efficace.
> (DM147, p. 2)

Selon les Directions de santé publique de Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie :

> Le manque d'informations et de données relatives aux méthodes de l'industrie, notamment aux risques technologiques, fait en sorte que les directeurs de la santé publique ne sont pas actuellement en mesure de procéder à l'évaluation des risques associés au développement du gaz de schiste.

> L'absence d'information sur le rythme de développement des activités liées aux gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent entrave également l'évaluation des risques technologiques ».
> (DM100, p. 31)

Selon un expert, au Canada, les activités associées à l'industrie du gaz et du pétrole et touchant à la sécurité devraient s'inspirer du guide de pratique de l'American Petroleum Institute (2007) et de l'approche de la gestion du risque proposée par le Canadian Standard Association (1997) (DM41.1). À cet effet, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs propose déjà un guide portant sur l'analyse du risque d'accidents technologiques majeurs tels que les déversements toxiques, les nuages toxiques, les incendies et les explosions, mais il ne couvre pas spécifiquement les risques liés à l'industrie du gaz de shale comme les forages et le transport routier (MDDEP, 2002).

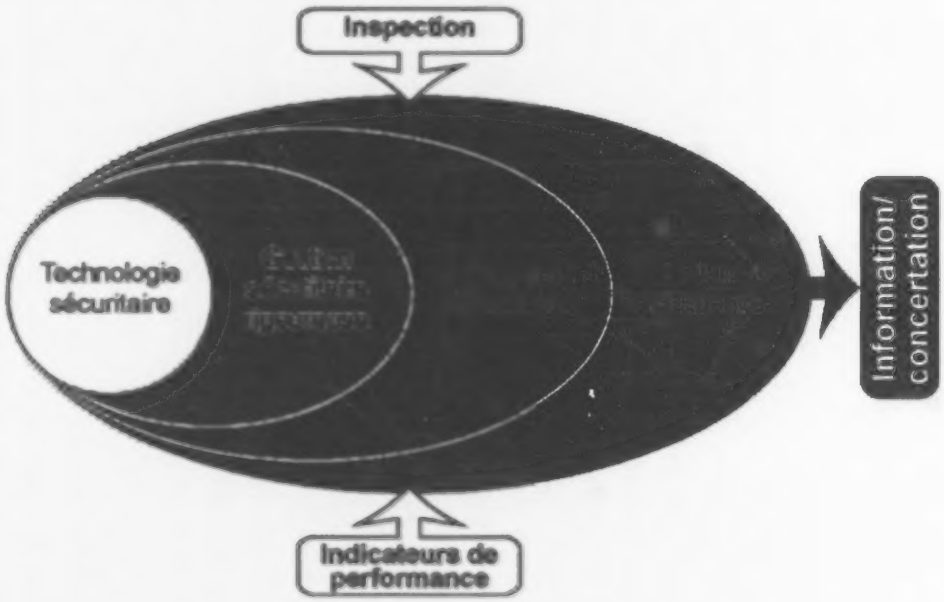
Comme toute industrie, celle du gaz de shale fait face à divers enjeux pour ce qui concerne les risques technologiques. Selon un expert, il y aura lieu de définir les particularités liées au contexte québécois et de développer la base de connaissances assurant une base scientifique à la gestion du risque :

> Ces connaissances doivent être gardées à jour et transposées dans la conception des installations, les procédures d'opération, les mesures de mitigation et les instructions fournies au personnel. La compréhension des risques dépend d'une compréhension précise du procédé. Cette compréhension du procédé supporte d'autres éléments du système de gestion dont : les procédures, la formation, l'intégrité des installations, la gestion des changements, les enquêtes d'accidents et les plans d'urgence. Cette compréhension du procédé et des opérations qu'elle implique, est donc d'une importance fondamentale.
> (DB41.1, p. 10)

Toujours selon cet expert, l'encadrement de cette industrie, au plan des risques technologiques, devrait se faire par une approche intégrée qui considérerait la gestion du risque (*ibid.*, p. 5). La figure 14 permet de souligner l'importance d'une approche intégrée qui prendrait en compte les éléments suivants :

- l'établissement de la base de connaissances quant aux risques associés aux diverses composantes de ses activités de même qu'aux niveaux d'acceptabilité et des critères et approches utilisés pour les établir ;
- le développement de technologies ou d'approches adaptées au contexte québécois et qui viseraient à réduire le risque ;
- la mise en place d'un système de surveillance et d'inspection s'appuyant sur des grilles d'analyse validées par des études scientifiques.

Figure 14 Fondements de la gestion de la sécurité



Source : DB41.1.

Par ailleurs, selon lui, la formation de comités mixtes, municipal, industrie, citoyens (CMMIC), mérite d'être considérée pour le développement de l'industrie du gaz de shale. À Montréal-Est, un tel comité mixte est en place depuis 1995 pour discuter des risques et des mesures d'urgence de l'industrie pétrochimique. Ces comités mixtes, qui mettent l'accent sur la participation des collectivités locales à la prévention des risques d'accidents, existent également dans les municipalités de Salaberry-de-Valleyfield, Varennes, Windsor et Magog. Ce type de comité nécessite cependant de partager et de rendre accessible l'information sur les activités liées au développement de l'industrie du gaz de shale (M. Jean-Paul Lacoursière, DT8, p. 43 et 44 ; DB41.1, p. 19).

Un autre élément important dans la gestion du risque est la communication, surtout pour les équipes d'urgence (Etkin *et al.*, 2004). Une composante essentielle de la gestion du risque est l'élaboration de plans d'urgence et la formation du personnel outillé et qualifié pour y faire face. L'industrie étant nouvelle au Québec, la gestion du risque exigerait des méthodes de communication appropriées. Un survol des documents actuellement disponibles indique que la plupart des écrits sont disponibles en anglais, ce qui n'est pas pour faciliter la compréhension des divers problèmes liés aux situations d'urgence et à leur solution.

- *La commission d'enquête partage le constat fait par les Directions de santé publique de Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie concernant le manque d'information sur les divers risques associés à l'industrie de gaz de shale.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'en vertu du principe de prévention le développement de l'industrie du gaz de shale devrait s'appuyer sur la réalisation préalable d'études permettant de fournir toutes les informations nécessaires à l'évaluation et à la gestion des divers risques associés à l'industrie.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les risques technologiques liés à l'industrie du gaz de shale devraient être gérés avec des méthodes éprouvées et documentées en français.*

L'analyse qui précède sur les risques associés à l'industrie du gaz de shale a mis en relief diverses facettes qui interpellent les éventuels gestionnaires de cette industrie. Comme pour l'environnement, la sécurité des personnes est mieux assurée par une approche intégrée et responsable de la gestion du risque qui considérerait autant les phénomènes naturels, industriels qu'anthropiques, avec comme objectif la sécurité et la santé des personnes.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que tout projet d'une entreprise devrait démontrer la prise en compte des dangers et des risques, une surveillance appropriée ainsi qu'un plan d'urgence développé en concertation avec le milieu.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le développement de l'industrie du gaz de shale doit privilégier une approche intégrée de la gestion du risque établie de concert avec le milieu, particulièrement en ce qui concerne le niveau d'acceptabilité du risque pour une activité donnée.*

Chapitre 10 Le milieu humain

Dans le présent chapitre, la commission d'enquête examine l'aménagement du territoire et la cohabitation des usages au regard de quatre principes. Le premier, « subsidiarité », touche le rôle et la participation des MRC et des municipalités dans le développement de l'industrie du gaz de shale. Selon, le deuxième principe, « équité et solidarité sociales », l'élaboration de plans de développement par les entreprises doit permettre l'évaluation des impacts et des effets cumulatifs de leurs activités sur le milieu et l'établissement de mesures adéquates d'atténuation et une juste compensation. Le troisième, « préservation de la biodiversité » et le quatrième « protection du patrimoine culturel » guident la commission d'enquête dans son examen des effets du développement de cette industrie sur les écosystèmes, les paysages et les sites d'intérêt.

Les nuisances occasionnées par l'exploration et l'exploitation éventuelle du shale d'Utica interpellent le principe « santé et qualité de vie » de même que celui concernant la « prévention », l'atténuation de ces nuisances étant un enjeu important pour les populations riveraines aux sites d'exploration et des parcours de camionnage. Les droits d'accès de même que l'assurance habitation et l'assurance responsabilité civile sont pour leur part analysés en lien avec le principe « équité et solidarité sociales ».

L'aménagement du territoire et la cohabitation des usages

La *Stratégie gouvernementale de développement durable 2008-2013 – Un projet de société pour le Québec*[1] souligne l'importance de rapprocher les décisions et l'action des citoyens afin de tenir compte des particularités et des aspirations régionales et locales. Elle propose d'accroître l'engagement de ces derniers dans leurs communautés. L'orientation 8 de la Stratégie stipule que :

> Cette expertise citoyenne, au travers d'un processus démocratique, enrichit les prises de décision sur des projets ou des orientations qui les concernent, surtout lorsqu'on y a recours tôt dans une consultation.
> (Gouvernement du Québec, 2007b, p. 54)

1. La stratégie décrit les moyens retenus par le gouvernement pour privilégier une approche concertée respectueuse de l'ensemble des principes de développement durable. Elle se fonde sur trois enjeux et contient neuf orientations stratégiques (Gouvernement du Québec, 2007).

De plus, les orientations 6 et 7 de cette stratégie incitent les municipalités à « aménager et développer le territoire de façon durable et intégrée » ainsi qu'à « sauvegarder et partager le patrimoine collectif » (*ibid.*, p. 43 et 49). L'avant-projet de loi intitulé *Loi sur l'aménagement durable du territoire et l'urbanisme* déposé le 9 décembre 2010 et visant à remplacer la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* (L.R.Q., c. A-19.1) reconnaît le rôle des acteurs municipaux et la contribution des pratiques d'aménagement et d'urbanisme au développement durable du territoire.

Les conditions d'exploration et d'exploitation d'une ressource minérale sont prévues dans la *Loi sur les mines* (L.R.Q., c. M-13.1). Toutefois, les mines sont généralement situées sur des terres publiques, dans des zones peu habitées et éloignées des marchés contrairement au gaz de shale, une ressource qui appartient aussi à l'État, mais qui est située dans le sud du Québec, majoritairement sur des terres privées en milieu rural avec des zones fortement habitées. Alors que les mines sont généralement ponctuelles sur le territoire, l'extraction du gaz de shale nécessiterait le forage de centaines de puits dispersés reliés par un réseau de collecte. Cette précision est importante à faire en ce qui a trait aux effets sur le milieu humain et à l'acceptabilité sociale.

Les outils d'aménagement et la gouvernance

La *Loi sur les compétences municipales* (L.R.Q., c. C-47.1) définit les domaines du ressort des municipalités. De plus, les dispositions de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* précisent les pouvoirs accordés aux MRC et aux municipalités en matière d'aménagement. Les municipalités ont également des responsabilités à l'égard d'autres lois telle la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection* (L.R.Q., c. C-6.2). En vertu de l'article 4 de la *Loi sur le développement durable* (L.R.Q., c. D-8.1.1), les MRC et les municipalités auront éventuellement à prendre en considération les seize principes de développement durable.

Les schémas d'aménagement et de développement, les documents complémentaires et les règlements de contrôle intérimaire adoptés par les MRC de même que la réglementation municipale régissent généralement le développement du territoire et la cohabitation des usages. D'autres outils de planification permettent également d'encadrer le développement, notamment les plans d'implantation et d'intégration architecturale (PIIA) et les plans d'aménagement d'ensemble (PAE). Ces derniers permettent un contrôle basé sur des critères ou des objectifs qualitatifs qui tiennent compte des particularités du territoire. Les dispositions de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* exigent également que la population soit consultée lorsque des

modifications sont apportées à un schéma d'aménagement, à un plan d'urbanisme ou à une réglementation d'urbanisme.

Toutefois, en vertu de l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, la *Loi sur les mines* a préséance sur toute règle en matière d'aménagement du territoire[1]. Selon le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, cette préséance vise à assurer l'exploration et l'exploitation des ressources minières de l'État, considérant que celles-ci se situent dans des lieux précis, laissant ainsi peu de possibilités quant aux choix de l'emplacement des sites (DB83 ; DQ11.1, réponse 4). Soulignons que cet article est actuellement reconduit dans l'avant-projet visant à remplacer la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*[2].

Les MRC et les municipalités visées par le développement de l'industrie du gaz de shale demandent au gouvernement d'éliminer cette préséance des droits miniers sur l'aménagement du territoire. Selon l'Union des municipalités du Québec et la Communauté métropolitaine de Montréal :

> En regard des activités d'extraction minière, gazière et pétrolière, cette disposition a pour effet de rendre la municipalité inapte à encadrer l'industrie par les règles d'urbanisme et d'aménagement. Le milieu municipal demande donc sa suppression.
> (DM95, p. 7)

- *La commission d'enquête constate que le caractère territorial du développement de l'industrie du gaz de shale nécessite une gestion intégrée du territoire et que l'article 246 de la* Loi sur l'aménagement et l'urbanisme *donne une préséance au développement de cette industrie.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que étant donné leur rôle et les outils dont elles disposent en matière d'aménagement, les MRC et les municipalités des régions concernées devraient être impliquées dans la planification du développement de l'industrie du gaz de shale sur leur territoire. Une approche participative et concertée devrait être adoptée pour que le développement de cette industrie soit harmonisé avec les spécificités territoriales de chaque milieu.*

1. Selon l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, « aucune disposition de la présente loi, d'un plan métropolitain, d'un schéma, d'un règlement ou d'une résolution de contrôle intérimaire ou d'un règlement de zonage, de lotissement ou de construction ne peut avoir pour effet d'empêcher le jalonnement ou la désignation sur carte d'un claim, l'exploration, la recherche, la mise en valeur ou l'exploitation de substances minérales et de réservoirs souterrains, faits conformément à la *Loi sur les mines* (chapitre M-13.1) ».
2. Assemblée nationale (2010). Avant-projet de loi, *Loi sur l'aménagement durable du territoire et l'urbanisme*, article 327.

La planification du développement

Tel que vu précédemment, le volume de gaz récupérable du shale d'Utica dans le deuxième corridor d'exploration (figure 5) pourrait atteindre jusqu'à 40 Tcf, correspondant en théorie à un total d'environ 20 000 puits, avec un rythme de forage pouvant osciller entre 150 et 600 puits par année. La superficie moyenne d'un site d'exploration pourrait atteindre jusqu'à 2 hectares. Cette superficie serait réduite d'environ la moitié pour l'exploitation et la surface résiduelle, remise dans son état d'origine (DB1, p. 4 et 18 ; DB2, p. 18 ; M. James Fraser, DT6, p. 74 ; M. Jean-Yves Laliberté, DT7, p. 25). En fonction du nombre de puits, la surface nécessaire à l'exploitation pourrait toutefois être analogue à celle de l'exploration (M. James Fraser, DT6, p. 75).

Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, l'extraction du gaz de shale nécessiterait de 8 à 10 puits par site. La distance d'espacement entre les puits, de l'ordre de 5 m, et le nombre de puits visent à optimiser l'extraction du gaz naturel et la rentabilité des investissements (DQ4.2, p. 3 ; M. James Fraser, DT6, p. 75 ; M. Scott Sobie, DT11, p. 40 et 41).

L'empreinte au sol résultant des puits serait minimisée notamment du fait qu'un seul forage horizontal peut s'étendre sur une distance de plus de 1 km et que plusieurs puits peuvent être forés sur un même site (PR3, p. 8). Considérant qu'un total de 20 000 puits pourraient être forés dans le corridor n° 2 des basses-terres du Saint-Laurent, la superficie des sites de forage totaliserait 5 000 ha[1]. Soulignons qu'au Québec la distance entre les puits ou entre les sites n'est pas réglementée[2], elle est plutôt déterminée par les entreprises en fonction des conditions géologiques locales et de la productivité des gisements (DB1, p. 17 et 18).

Selon la représentante du ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire, la détermination du rythme de développement du shale d'Utica est nécessaire pour planifier le développement et évaluer les impacts sur le territoire (M[me] Claudine Beaudoin, DT3, p. 41). Toutefois, selon des représentants de l'Association pétrolière et gazière du Québec, les données de production recueillies jusqu'à maintenant ne permettraient pas aux entreprises d'établir leur plan de développement (M. James Fraser, DT2, p. 76 et 77, DT3, p. 39, DT4, p. 18 à 20, 49 et 50 et DT6, p. 49, 50 et 52 ; M. Paul Myers, DT4, p. 36).

1. Selon l'hypothèse où chaque site regrouperait 8 puits et occuperait une superficie de 2 ha.
2. À titre indicatif, au Texas la densité permise de puits en zone habitée est de trois puits par km^2 (DB1, p. 18).

Canadian Forest Oil a indiqué que les plans de développement, incluant les infrastructures de collecte, sont habituellement élaborés par les entreprises après que les forages exploratoires aient permis de délimiter le gisement gazier et son potentiel (DM71, p. 27 et 28). Selon l'Association canadienne des producteurs pétroliers et la Canadian Society for Unconventional Gas, les entreprises visent de plus en plus à améliorer l'efficacité opérationnelle et à rationaliser les activités industrielles dans une région. Par conséquent, une approche intégrée de planification par secteur serait privilégiée à celle de puits par puits (DM73, p. 6).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les plans de développement des entreprises sont essentiels pour déterminer et évaluer les impacts sur le milieu, et définir les mesures nécessaires à leur atténuation.*

Les puits seraient reliés à des installations pour le traitement[1] et la compression par un réseau de collecte construit et opéré par les producteurs gaziers. Par la suite, le gaz comprimé serait acheminé à une centrale pour y être comprimé de nouveau avant d'être injecté dans un réseau de transport[2] à des points de réception déterminés conjointement par les transporteurs et les producteurs. Sauf aux endroits où se situeraient les colonnes de montée nécessaires à des fins d'entretien et de sécurité, les conduites seraient enfouies à une profondeur réglementaire en fonction de l'utilisation du sol[3] (DQ4.2, p. 4 et 5 ; DQ8.1, p. 1 ; M. Robert Rousseau, DT1, p. 80 ; M. Martin Imbleau, DT4, p. 26).

Le prolongement du réseau gazier existant serait nécessaire pour raccorder ces points de réception. L'ensemble des travaux n'a toutefois pas été précisé lors de l'audience du fait que le développement du réseau est dépendant du rythme de croissance et des plans de développement des entreprises quant à la localisation des puits, le nombre de points de réception et le volume de gaz produit (DQ8.1, p. 1 ; M. Robert Rousseau, DT1, p. 80 et DT4, p. 33, 35 et 80). Néanmoins, selon Gaz Métro, son réseau de transport déjà en place dans la zone éventuelle de production, particulièrement en Montérégie, pourrait être utilisé (M. Martin Imbleau, DT4, p. 26 et 27).

---

1. Le gaz brut pourrait nécessiter un traitement pour répondre aux exigences des transporteurs avant d'être acheminé vers leur réseau, notamment en ce qui concerne la teneur en énergie, le volume d'eau et le point de condensation (DQ4.2, p. 9).
2. Gaz Métro et Gazifère bénéficient d'un droit exclusif de distribution du gaz naturel au Québec. Ces deux entreprises sont encadrées par la Régie de l'énergie qui approuve entre autres leurs tarifs et leurs projets d'investissement. Gaz Métro est le distributeur de gaz naturel dans le sud du Québec et opère un réseau d'environ 10 000 km de conduites. Gazifère est le distributeur de la région de l'Outaouais (PR3, p. 9 ; DB9 ; DD5, p. 11 ; M. Jean-Yves Laliberté, DT1, p. 11).
3. Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, les articles 2.02 et 2.03 du *Code de construction* requièrent que les réseaux de canalisation destinés à la distribution de gaz soient conformes à la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR). Cette norme prévoit notamment les profondeurs minimales pour l'enfouissement des gazoducs selon le type de localisation (DQ4.2, p. 4 et 5).

Selon Gaz Métro, le choix des tracés pour l'installation des conduites s'effectuerait en consultation avec les collectivités locales et viserait à minimiser les impacts sur le milieu. La largeur des emprises serait déterminée par l'usage agricole, forestier ou urbain du territoire, et par les caractéristiques techniques du réseau gazier. De plus, tout comme pour le réseau de collecte des producteurs, les conduites du réseau de transport seraient enfouies et respecteraient les normes de construction de l'Association canadienne de normalisation (DQ8.1, p. 1 et 2 ; DM62, p. 14 à 16 ; M. Robert Rousseau, DT4, p. 29 à 34, 79 et 80).

La commission d'enquête a par ailleurs observé lors de sa mission au Texas que la multiplication des réseaux collecteurs due au fait notamment que plusieurs exploitants opèrent sur un même territoire avait entraîné l'enclavement de propriétés résidentielles dans la ville de Dish, d'où la nécessité d'une planification globale de ces réseaux en fonction des composantes du milieu.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les plans de localisation des réseaux de collecte sont essentiels pour évaluer et atténuer les impacts sur le milieu, compte tenu que le volume de gaz de shale produit pourrait nécessiter le raccordement de 20 000 puits, et que ceux-ci devraient faire partie des plans de développement des entreprises.*

La compatibilité des usages

Le développement de l'industrie du gaz de shale implique des modifications d'usage et d'affectation du territoire qui peuvent être une source de conflits, et avoir des effets négatifs sur les orientations et les projets de développement prévus par les MRC et les municipalités. L'implantation de ce nouvel usage soulève donc un enjeu de cohabitation avec ceux existants (DQ21.1, p. 3).

Ce développement se ferait majoritairement en territoire agricole (PR3, p. 21). Advenant que tous les sites soient situés sur ce territoire, les pertes permanentes associées à l'exploitation pourraient atteindre 2 500 ha[1], excluant les superficies nécessaires aux installations connexes. Le président de l'Union des producteurs agricoles a rappelé qu'au Québec moins de 2 % du territoire est propice à l'agriculture et que celui-ci a subi et subit encore de nombreuses pressions (M. Christian Lacasse, DT16, p. 14).

Comme il s'agit d'une utilisation autre qu'agricole, l'implantation des sites et des installations connexes en zone agricole requièrent l'autorisation de la Commission de

1. Selon l'hypothèse d'un total de 20 000 puits forés et où chaque site regrouperait 8 puits et occuperait une superficie de 1 ha durant l'exploitation.

protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ) en vertu de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* (L.R.Q., c. P-41.1)[1]. Chaque demande des entreprises est évaluée par la Commission selon les circonstances et les particularités du milieu, la nature du sol, la proximité des établissements de production animale, le type de culture ainsi que l'homogénéité du territoire pour éviter une cohabitation qui pourrait entraîner des contraintes sur les pratiques agricoles (M. Lévis Yockell, DT6, p. 70).

La CPTAQ peut assortir ses décisions de toutes conditions pour protéger la ressource agricole à long terme. Entre autres, des mesures de protection du sol arable sont exigées au moment des travaux d'aménagement des sites. La Commission détermine également les modalités visant le maintien des conditions de drainage de surface et la protection des drains souterrains pendant et après les opérations. Elle pose aussi des conditions de remise en état du site, une fois les forages complétés, ou de fermeture définitive d'un puits[2] (PR3, p. 16 et 21 ; DQ11.1, réponse 6-a ; DQ11.3, p. 4 ; M. Lévis Yockell, DT2, p. 87 et DT6, p. 71). Enfin, tel qu'il est prévu à la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, la CPTAQ peut émettre des ordonnances pour faire respecter ses décisions (DQ13.1).

Soulignons que, selon l'article 58.5 de cette loi, « une demande est irrecevable si la Commission a reçu un avis de non-conformité au règlement de zonage de la municipalité locale ou, le cas échéant, aux mesures de contrôle intérimaire ». Toutefois, en raison de la préséance de la *Loi sur les mines*, la CPTAQ ne peut tenir compte dans ses décisions d'un avis de non-conformité d'une municipalité pour l'établissement et l'exploitation d'un site à forage[3].

Par ailleurs, l'établissement d'un cadre de référence relatif à l'implantation des sites en zone agricole fait l'objet de discussions entre l'Association pétrolière et gazière du Québec et l'Union des producteurs agricoles. Ce cadre, qui servirait de base dans les relations entre les producteurs agricoles et les entreprises, viserait entre autres à définir les règles de localisation des puits, à déterminer les mesures d'atténuation des impacts aux diverses phases d'exploration et d'exploitation ainsi qu'à établir un mode de compensation uniforme (PR3.1, p. 2 ; M. Jean-Yves Lavoie, DT1, p. 18 et 19 ; M. Vincent Perron, DT1, p. 82, DT7, p. 31 et DT8, p. 47 et 48). Des cadres similaires ont déjà été élaborés par Hydro-Québec lors des appels d'offres relatifs à

1. Afin de protéger cette ressource, la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* a été adoptée en 1978. À ce moment, il s'agissait de la *Loi sur la protection du territoire agricole* (L.Q., 1979, c. 10).
2. En plus des prescriptions de la CPTAQ, le chapitre III, section IV du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* (c. M-13.1, r. 1) détermine les conditions de fermeture d'un puits en milieu agricole. Entre autres, le tubage d'un puits sur terre doit être sectionné à 1 m au-dessous de la surface du sol et la position du puits doit être signalée (article 61, alinéas 4 et 7).
3. À titre d'exemple, voir les décisions de la CPTAQ concernant les dossiers 362865 et 362866.

l'implantation de parcs éoliens en milieu agroforestier[1] et par Ultramar pour son projet de construction de l'oléoduc Pipeline Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est. Ces derniers pourraient donc servir de modèle.

Les zones sensibles au développement

Certaines aires protégées sont soustraites à l'exploration du gaz naturel en vertu de dispositions légales[2], soit les habitats d'espèces floristiques menacées ou vulnérables, les milieux marins protégés, les parcs nationaux, les refuges d'oiseaux migrateurs, les réserves aquatiques, écologiques et de biodiversité ainsi que les réserves nationales de faune (DB7 ; DB46.1 ; DQ29.1, réponse 4). Une lisière boisée de 60 mètres doit aussi être conservée en bordure d'une réserve écologique existante ou projetée[3]. Soulignons qu'au 16 décembre 2010, la superficie d'aires protégées correspondait à 8,16 %[4] du territoire québécois et que le gouvernement a comme objectif d'augmenter cette superficie à 12 % d'ici 2015[5].

L'exploration n'est toutefois pas interdite dans certaines aires protégées telles que les écosystèmes forestiers exceptionnels, les refuges fauniques et biologiques de même que dans certains habitats fauniques[6] sous la compétence du ministère des Ressources naturelles et de la Faune (DB46.1 ; DQ28.4, p. 1 à 9). Cependant, des permis ne sont pas nécessairement accordés par le Ministère aux entreprises, et le cas échéant, des conditions particulières pourraient être imposées pour encadrer les activités dans ces territoires (DQ28.4, p. 2 à 9). La carte de localisation remise à une entreprise au moment de la délivrance d'un permis indique également les territoires soustraits et les composantes du milieu à protéger (*ibid.*, p. 9 et 10).

Par ailleurs, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune « n'exclut pas la possibilité de discuter avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs de la notion de 'zone tampon' au pourtour de certaines aires protégées » (DQ28.2, p. 1). Le Centre de la Nature du mont Saint-Hilaire estime que la localisation

---

1. Hydro-Québec (2005). *Cadre de référence relatif à l'aménagement de parcs éoliens en milieux agricole et forestier*, Groupe Affaires corporatives et secrétariat général d'Hydro-Québec, révisé le 20 juillet 2007, 35 p. et annexes.
2. La *Loi sur la conservation du patrimoine naturel* (L.R.Q., c. C-61.01), adoptée en 2002 dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'action sur les aires protégées, interdit l'exploitation gazière pour certains de ces territoires décrétés ou projetés (DB1, p. 26 ; DB46.1 ; DQ29.1, réponse 4).
3. *Règlement sur les normes d'intervention dans les forêts du domaine de l'État* (c. F-4.1, r. 7), article 46.
4. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. *Registre des aires protégées au Québec* [en ligne (3 février 2011) : www.mddep.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/registre/index.htm].
5. Gouvernement du Québec (2010). *Portrait du réseau d'aires protégées au Québec : période 2002-2009* [en ligne (29 décembre 2010) : www.mddep.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/portrait02-09/fr/intro.pdf], p. 3.
6. La *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune* (L.R.Q., c. C-61.1) et le *Règlement sur les habitats fauniques* (c. C-61.1, r. 18) encadrent notamment les travaux d'exploration dans les habitats fauniques et les activités de prélèvement d'eau dans l'habitat du poisson (PR3, p. 11 et 13 ; DB1, p. 27 ; DB5, p. 24 ; DQ28.4, p. 2 à 6).

des sites devrait aussi tenir compte des corridors forestiers reliant certains habitats tels que ceux projetés dans la MRC de la Vallée-du-Richelieu[1] (DM15, p. 9 et 14).

Au Québec, les territoires reconnus comme réserves mondiales de la biosphère par l'UNESCO telles que celle du Lac-Saint-Pierre ne sont pas protégés par une loi ou un statut particulier de conservation, cette reconnaissance n'ayant aucun statut légal. De plus, les activités d'exploration et d'exploitation ne peuvent être interdites dans une zone de conservation résultant d'une initiative régionale et décrétée par une MRC (DQ10.1, p. 2). Cependant, les entreprises sélectionneraient les sites d'exploration de manière à éviter les impacts sur les zones et les habitats sensibles tels que les milieux humides[2] et les érablières (DQ26.1, p. 2 ; M. Melvin Stahl, DT10, p. 51 ; M. Vincent Perron, DT10, p. 52 à 54).

Par ailleurs, les droits d'exploration accordés dans des zones à risque, telles que le secteur de la centrale de Gentilly-2, soulèvent des problèmes de cohabitation des usages. Selon Hydro-Québec, « les vibrations ou tremblements produits par le forage, la fissuration et la fracture du sol ainsi que les risques d'explosion de gaz sont clairement incompatibles avec la présence d'une centrale nucléaire, d'installations de stockage des déchets nucléaires, d'une centrale thermique et d'un réseau souterrain de câbles électriques et de conduites » (DQ2.1). Les zones avec un potentiel d'émission élevée de radon et les secteurs propices aux glissements de terrain seraient également incompatibles en raison des risques qu'ils comportent (DQ25.1, p. 1 et 2 ; DB86)[3].

D'autres zones peuvent aussi poser des enjeux d'harmonisation et d'intégration avec le développement de l'industrie du gaz de shale, notamment les lieux touristiques, les secteurs de villégiature, les sites patrimoniaux, les routes panoramiques, les sentiers récréotouristiques, de même que les zones urbaines (DQ21.1, p. 5 et 6).

Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, l'industrie s'est développée dans des zones urbanisées, comme dans les régions de Dallas et Forth Worth au Texas, et de Long Beach en Californie (M. James Fraser, DT6, p. 66). Au Québec, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune estime qu'il est peu probable qu'un puits puisse être foré dans un noyau urbain étant donné les restrictions et les contraintes déjà imposées par la réglementation (M. Jean-Yves Laliberté, DT4, p. 116 et DT11, p. 49). Cependant, selon le Ministère, il serait possible que les forages horizontaux s'étendent en

1. [En ligne (29 décembre 2010) : www.nature-action.qc.ca/corridor_forestier/index_corridor.html].
2. Les travaux de forage prévus dans un milieu humide, un cours d'eau, un lac ou une zone inondable nécessitent au préalable l'obtention d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c. Q-2).
3. Selon le ministère de la Sécurité publique, les cibles d'exploration et d'exploitation du gaz de shale peuvent se situer dans des secteurs couverts de sols argileux propices aux glissements de terrain (DB86).

dessous des propriétés (*ibid.*, DT3, p. 52). De plus, rappelons que le forage horizontal permet de situer les sites d'exploration et d'exploitation à distance du lieu d'extraction.

La prise en compte de l'utilisation actuelle du territoire, des statuts accordés à certaines composantes du territoire et des contraintes d'aménagement permettrait de définir les zones propices au développement de l'industrie du gaz de shale. Des plans de zonage du développement gazier établis par les MRC et les municipalités pourraient faire l'objet d'un avis de conformité avec les orientations gouvernementales. Soulignons que l'implantation de parcs éoliens en Gaspésie avait fait l'objet d'un plan de zonage définissant la compatibilité des usages pour les terres du domaine de l'État (Gouvernement du Québec, 2004). Ce plan, élaboré par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, pourrait servir d'exemple pour le développement de l'industrie du gaz de shale sur les terres privées et publiques.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le développement de l'industrie du gaz de shale est incompatible avec les aires protégées. De plus, à l'instar des réserves écologiques, des zones tampons devraient être établies en périphérie de toute aire enregistrée au Registre des aires protégées en vertu de la* Loi sur la conservation du patrimoine naturel.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que des plans de zonage définissant des zones propices au développement de l'industrie du gaz de shale s'avéreraient un outil indispensable pour tenir compte des particularités territoriales, notamment les aires protégées, et de la valeur qu'accordent les collectivités aux éléments d'intérêt à protéger. Ces plans, élaborés par les MRC et les municipalités, devraient être soumis et approuvés par les autorités gouvernementales.*

L'intégration au paysage et le patrimoine

Les tours de forage constituent la source dominante d'impact visuel temporaire (figure 15.1). Les bassins de stockage, les installations de chantier et d'autres équipements gaziers utilisés au cours de l'exploration ont aussi un impact. De plus, l'aménagement des sites et des chemins d'accès impliquerait, dans certains cas, du déboisement qui modifierait le paysage (figure 15.2).

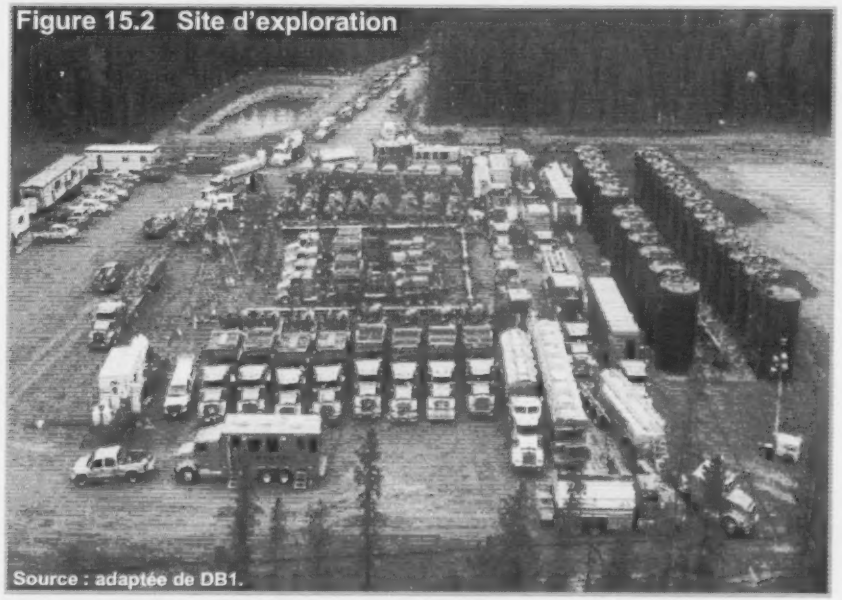
Une fois le forage complété, la tour est remplacée par une tête de puits de moins de 2 m de hauteur (figures 15.3 et 15.4). L'accès au puits doit être contrôlé par une clôture à mailles de chaîne, surmontée d'un torsadé à barbelé, d'un minimum de 2,5 m de hauteur[1]. Ces installations, de même que les autres équipements nécessaires à l'exploitation tels les compresseurs et, s'il y a lieu, les unités de traitement des gaz, auraient une incidence sur le paysage.

1. *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, article 103.

Figure 15.1 Tour de forage

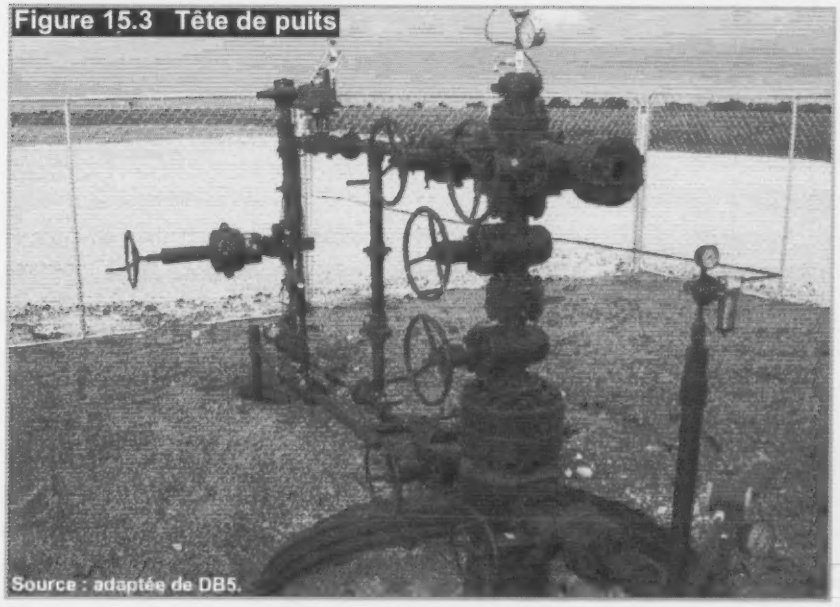
Source : adaptée de DB61.

Figure 15.2 Site d'exploration



Source : adaptée de DB1.

Figure 15.3 Tête de puits



Source : adaptée de DB5.

Figure 15.4 Torchère

Source : adaptée de DB1.

L'impact visuel pourrait être plus important dans le cas de sites multipuits rapprochés situés dans des secteurs de forte accessibilité visuelle tels que les milieux agricoles, d'autant plus que, selon le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, « la géomorphologie des basses-terres du Saint-Laurent se caractérise par une vaste plaine de terres agricoles à très faible relief » (DQ28.1, p. 2).

La commission d'enquête a constaté lors de sa mission au Texas, dans la région de Forth Worth, que des mesures d'intégration constituées de murets, de clôtures décoratives et de plantations ceinturent les sites en période d'exploitation. De plus, pour les terres publiques, le *Règlement sur les normes d'intervention dans les forêts du domaine de l'État* comprend des dispositions qui obligent les entreprises à conserver l'encadrement visuel le long de circuits panoramiques et autour d'unités territoriales telles qu'un arrondissement historique ou naturel, une base de pleine air, un camping, un site récréotouristique ou de villégiature. Selon la topographie, cet encadrement visuel pourrait s'étendre jusqu'à une distance de 1,5 km de la limite de ces lieux[1].

Par ailleurs, en vertu des objectifs de conservation du patrimoine québécois poursuivis par la *Loi sur les biens culturels* (L.R.Q., c. B-4), le ministère de la Culture, des Communications et de la Condition féminine considère que des études patrimoniales devraient être réalisées pour un territoire visé par l'exploration et l'exploitation du gaz de shale. Celles-ci comprendraient entre autres l'étude de potentiel archéologique et, s'il y a lieu, des inventaires de terrain (DQ20.1, p. 1). De plus, « en vertu de l'article 41 de la *Loi sur les biens culturels*, le [Ministère] doit être informé de toutes les découvertes de vestiges archéologiques faites sur le territoire durant les travaux » (*ibid.*, p. 2).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que la considération des caractéristiques des unités de paysage telles que la topographie et la végétation ainsi que l'établissement de principes généraux quant à la disposition géographique des sites de forage et aux mesures d'atténuation à mettre en place en concertation avec le milieu réduiraient l'incidence des installations sur le paysage.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les paysages valorisés par la collectivité et les sites patrimoniaux devraient faire l'objet de mesures de protection. Les entreprises devraient également mettre en place, dès le début de l'exploitation, des écrans visuels pour les sites situés à proximité des zones habitées. Ces mesures devraient être définies en collaboration avec le milieu.*

1. *Règlement sur les normes d'intervention dans les forêts du domaine de l'État*, article 58.

Les nuisances

Le bruit, la luminosité et le camionnage occasionnés par les diverses activités d'exploration et d'exploitation du gaz de shale constituent des sources de nuisances temporaires ou permanentes pour les résidants vivant à proximité de ces activités. L'appréciation de ces nuisances doit prendre en compte la durée des activités, de même que les populations touchées et le contexte particulier de chaque communauté tel que la densité du milieu habité (DB93 p. 44 ; M. Jean-Pierre Vigneault, DT8, p. 27).

Le bruit

L'Organisation mondiale de la santé définit le bruit comme étant un son indésirable qui produit une gêne chez l'individu. Un niveau excessif peut causer des effets physiologiques et psychologiques défavorables : déficit auditif, interférence avec la transmission de la parole, perturbation du repos et du sommeil ainsi que hypertension et effets cardiovasculaires. Des effets secondaires peuvent également être constatés, le jour, après une nuit perturbée par le bruit, dont une fatigue accrue, un sentiment de dépression, et compromettre l'exécution de tâches cognitives[1].

Les valeurs guides

L'Organisation mondiale de la santé a établi des valeurs guides pour le bruit dans les collectivités en fonction des types de milieu. Dans les zones résidentielles, elle préconise de limiter le bruit extérieur pendant la journée et la soirée ($L_{eq,\ 16h}$) à 55 dB(A)[2] pour prévenir une gêne sérieuse. Un niveau sonore maximum de 45 dB(A) est aussi recommandé la nuit ($L_{eq,\ 8h}$) afin d'assurer un niveau acceptable pour le sommeil de 30 dB(A) à l'intérieur des résidences, en considérant que les gens puissent dormir avec les fenêtres ouvertes. De plus, le bruit de pointe (L_{max}) à l'extérieur d'une résidence ne devrait pas dépasser 60 dB(A) la nuit. Pour ce qui est des milieux naturels et des zones protégées, il est recommandé de maintenir le plus bas possible la différence entre le niveau du bruit initial et le niveau sonore du bruit

1. Organisation mondiale de la santé. *Résumé d'orientation des Directives de l'OMS relatives au bruit dans l'environnement* [en ligne (25 octobre 2010) : www.who.int/docstore/peh/noise/bruit.htm], chapitre 3, Effets défavorables du bruit sur la santé.
2. Le décibel A (dB(A)) est une unité de mesure logarithmique de l'intensité de la pression acoustique à laquelle un filtre est appliqué pour traduire la perception des sons par l'oreille humaine, plus sensible aux hautes fréquences. Le Leq, ou le niveau de bruit équivalent, correspond à la moyenne de l'énergie sonore mesurée sur une période de temps.

interférent[1]. En plus des sources de bruit dans un environnement sonore bas, une attention particulière doit être accordée à l'association des bruits et des vibrations[2].

L'Organisation mondiale de la santé recommande également qu'une étude de l'impact de la nouvelle source de bruit, incluant une évaluation des effets sur la santé, soit « exigée avant de mettre en application un projet [...] qui augmenterait de manière significative le niveau du bruit environnemental dans une collectivité (typiquement, une augmentation de plus de 5 dB) [3] ». D'ailleurs, pour les Directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie, « une nouvelle source de bruit ne devrait pas amener une augmentation du niveau sonore supérieur à 5 dB(A) le jour et à 3 dB(A) la nuit par rapport au niveau de bruit initial » (DM100, p. 26), ce dernier devant être mesuré préalablement au travaux. Ces valeurs maximales relatives au bruit émergent sont aussi utilisées dans la réglementation de la ville de Fort Worth au Texas (Alpha Environmental Consultants, 2009, p. 39). Soulignons que chaque doublement de l'énergie sonore entraîne une augmentation du niveau sonore de 3 dB(A). Une variation de la pression sonore de 2 dB(A) ou moins passe habituellement inaperçue chez l'humain, une variation de 3 dB(A) est tout juste perçue tandis qu'une variation de plus de 3 dB(A) est perceptible. De plus, un bruit dont l'intensité est augmentée de 10 dB(A) est perçu comme étant deux fois plus fort (M. Jean-Luc Allard, DT2, p. 69 et 70).

En Alberta, la directive appliquée par l'Energy Resources Conservation Board (2007) détermine le niveau sonore permis à partir d'une valeur de base variant de 40 à 56 dB(A) en fonction de la densité et de la proximité des habitations, laquelle est ajustée pour tenir compte de la période de la journée, de la saison et de la durée des activités bruyantes[4]. Une directive identique est utilisée en Colombie-Britannique par la Oil and Gas Commission[5].

Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs entend pour sa part appliquer la note d'instructions 98-01 afin de limiter le bruit des sources fixes[6] telles que les compresseurs, les pompes, les génératrices et les torchères en fonction

1. Organisation mondiale de la santé. *Résumé d'orientation des Directives de l'OMS relatives au bruit dans l'environnement* [en ligne (25 octobre 2010) : www.who.int/docstore/peh/noise/bruit.htm], chapitre 4, Valeurs guides.
2. *Ibid.*, chapitre 3, Effets défavorables du bruit sur la santé.
3. *Ibid.*, chapitre 5, Gestion du bruit.
4. [En ligne (29 décembre 2010) : www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive038.pdf], section 2.
5. [En ligne (29 décembre 2010) : www.ogc.gov.bc.ca/documents/BC%20Noise%20Control%20Best%20Management%20Practices%20Guideline%20March%202009.pdf], section 2.
6. La note d'instructions 98-01 du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs ne s'applique pas aux sources de bruit des activités agricoles, aux carrières et sablières, aux usines de béton bitimineux de même qu'aux sources mobiles telles que le bruit routier (DB8, p. 1 et 3 ; DQ17.1, p. 1).

du zonage ou des usages (DB8). Selon le Ministère, cette note d'instructions fait habituellement partie des conditions d'autorisation lorsque l'activité est assujettie à l'obtention préalable d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Elle peut également s'appliquer aux activités qui ne font pas l'objet d'un tel certificat en vertu de l'article 20 de cette loi (DB1, p. 38 ; DB8, p. 1 et 2 ; DQ17.1, p. 1 ; M. Martin Tremblay, DT8, p. 94).

Ainsi, selon la note d'instructions 98-01, le niveau sonore $L_{eq\ 1h}$ à la limite des propriétés en milieux résidentiel et agricole doit être inférieur à 45 dB(A) le jour, à 40 dB(A) la nuit, ou au bruit ambiant existant s'il est supérieur à ces critères (DB8, p. 3). De plus, cette note n'invalide pas une réglementation municipale qui assurerait une protection équivalente ou supérieure à ces critères (*ibid.*, p. 2 ; M. Martin Tremblay, DT8, p. 94).

- *La commission d'enquête constate que les entreprises doivent respecter les niveaux sonores de la note d'instructions 98-01 sur le bruit du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs établis en fonction du zonage et de la période de la journée pour les sources fixes.*

Les mesures d'atténuation et le suivi

Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, le niveau sonore provenant des opérations effectuées sur un site d'exploration pourrait atteindre plus de 90 dB(A) (M. Jean-Luc Allard, DT4, p. 85). Le document technique du ministère des Ressources naturelles et de la Faune indique que le bruit généré par les activités de forage équivaut à 40 dB(A) à une distance de 1,5 km du lieu de forage[1] (PR3, p. 22). Ainsi, pour respecter les critères de la note d'instructions 98-01 sur le bruit du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, les sites, sans mesures d'atténuation, devraient se situer à environ 1,5 km des zones résidentielles. Soulignons que le niveau de bruit serait de 64 dB(A)[2] à une distance de 90 m, soit environ la distance entre un puits et une habitation fixée par le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

Des mesures d'atténuation seraient toutefois mises en place par les entreprises lorsque les sites d'exploration se situent à proximité des lieux habités. Ces mesures

1. Cette valeur de 40 dB(A) à une distance de 1,5 km des installations correspond également à la limite de bruit nocturne imposée par la réglementation de l'Alberta et de la Colombie-Britannique (Alberta Energy and Utilities Board (2007). *Directive 038 : Noise Control*, p. 7 ; BC Oil and Gas Commission (2009). *British Columbia Noise Control Best Practices Guideline*, p. 5).
2. Le niveau sonore augmente de 6 dB(A) chaque fois que la distance entre la source et le récepteur est réduite de moitié. Ainsi, le niveau sonore serait de 46 dB(A) à 750 m de la source de bruit, de 52 dB(A) à 375 m, de 58 dB(A) à 187 m et de 64 dB(A) à 90 m (PR3, p. 22 ; DB1, p. 38).

visent en premier lieu à réduire à la source le bruit, notamment par l'installation des génératrices dans une enceinte ou en disposant la foreuse et les équipements sur le site de manière à diriger la propagation du bruit dans le sens opposé des habitations. Des pratiques de construction et des modalités d'opération qui minimisent le bruit seraient également favorisées. La disposition en andains des sols excavés servirait à atténuer le bruit et la fracturation hydraulique ne serait effectuée que le jour. Enfin, en dernier recours, un écran anti-bruit pourrait être installé (M. Jean-Luc Allard, DT2, p. 70 et 71 ; M. Vincent Perron, DT2, p. 73 et 82 à 84). Selon le Bureau of Oil and Gas Management du Pennsylvania Department of Environmental Protection, les écrans antibruit mis en place autour des sites d'exploration dans le shale de Marcellus se sont avérés très efficaces (M. Eugene Pine, DT10, p. 40).

Advenant un dépassement des critères de sa note d'instructions 98-01 constaté à la suite d'une inspection, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs demanderait à l'entreprise « de corriger la situation à la source, dans la mesure du possible, ou de recourir à des mesures d'atténuation et de réaliser, après la mise en place des mesures correctrices, une étude démontrant le respect des niveaux sonores » (DQ17.1, p. 1). De plus, selon le Ministère, « un programme de suivi du climat sonore pourrait être requis selon l'impact sonore attendu du projet ou des activités sur le milieu environnant » *(ibid.)*.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devrait, pour chaque site d'exploration et d'exploitation, exiger des entreprises qu'elles mettent en place des mesures d'atténuation et un programme de suivi à réaliser durant les opérations, de même que les correctifs nécessaires, le cas échéant.*

La luminosité

Les torchères (figure 15.4) et les unités d'incinération, aussi appelées torchères à flamme invisible, sont utilisées durant la phase d'exploration pour évaluer la capacité de production et le potentiel de commercialisation d'un puits lorsqu'aucun gazoduc n'est disponible. Leur fonctionnement en continu peut s'échelonner sur une période variant de 3 à 30 jours durant la période d'essai. Les torchères seraient rarement employées en dehors de cette période (DB1, p. 16 et 34). Selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, au cours de l'exploitation, les tests seraient plutôt effectués à l'aide des gazoducs (DB2, p. 15 ; M. Jean-Yves Lavoie, DT1, p. 18). L'installation d'une torchère est également encadrée par la *Loi sur la qualité de*

l'environnement et nécessite l'obtention d'une autorisation ministérielle[1]. Cependant, il n'existe aucune réglementation pour régir la luminosité des torchères (M^me^ Francine Audet, DT6, p. 92).

Comme le brûlage du gaz à l'aide d'une torchère se fait en hauteur, la luminosité peut constituer une source de nuisance pour les riverains, particulièrement l'hiver lorsque la couverture de neige contribue à la diffusion de la lumière sur une plus grande distance (BC Oil and Gas Commission, visioconférence du 20 octobre 2010). Selon le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, l'utilisation de systèmes d'incinération du gaz naturel sans flamme visible éliminerait cet impact visuel (DQ17.1, p. 2).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que, même si le brûlage du gaz de shale à la torche est une opération temporaire pendant l'exploration, les entreprises devraient éliminer cet impact visuel sur les secteurs habités.*

Pour assurer la sécurité des travailleurs, un éclairage doit être maintenu sur les sites d'exploration qui seraient éclairés de jour comme de nuit, ce qui pourrait incommoder la population avoisinante (PR3, p. 22 ; DB1, p. 9, 15 et 24 ; DB93, p. 49). Cette nuisance risque d'être ressentie davantage dans les milieux ruraux isolés que dans les milieux urbanisés plus éclairés (Directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie, DM100, p. 26). Tout en reconnaissant l'importance de la sécurité, les États du Colorado et de la Louisiane ainsi que la ville de Forth Worth au Texas ont établi des distances réglementaires pour réduire l'impact de l'éclairage des sites. L'éblouissement sur les routes et les bâtiments adjacents doit être minimisé sur une distance de 700 m au Colorado et de 300 m en Louisiane et dans la ville de Forth Worth (Alpha Environmental Consultants 2009, p. 41).

La hauteur, la localisation et la distance d'espacement des lampadaires, l'intensité et le type de source lumineuse ainsi que la direction de l'éclairage constituent des paramètres à prendre en compte pour limiter cette nuisance. Selon le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, « des mesures peuvent être envisagées comme l'utilisation d'un éclairage tamisé, d'une couleur moins éblouissante ou encore d'un éclairage dirigé de manière à ne pas nuire aux usagers environnants » (DQ17.1, p. 2).

---

1. Selon l'article 48 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, « quiconque a l'intention d'installer ou poser un appareil ou équipement destiné à prévenir, diminuer ou faire cesser le dégagement de contaminants dans l'atmosphère doit en soumettre les plans et devis au ministre et obtenir son autorisation ».

- ***Avis** – La commission d'enquête souligne la nécessité de mettre en place un système d'éclairage adéquat pour assurer la sécurité des travailleurs sur les sites d'exploration. Toutefois, elle est d'avis que l'éclairage devrait être conçu de manière à limiter l'impact sur les résidants vivant à proximité des sites.*

Le camionnage

Une étude réalisée dans les comtés de Wise et Johnson au Texas montre que l'augmentation du camionnage est perçue par les citoyens comme le problème le plus important du développement de l'industrie du gaz de shale, suivi de près par les accidents routiers. Les représentants du Bureau of Oil and Gas Management du Pennsylvania Department of Environmental Protection ont aussi fait part, lors de l'audience publique, des impacts du transport sur les communautés locales, en particulier au cours des opérations de fracturation hydraulique (M. Eugene Pine, DT10, p. 20 ; M. Christopher Tersine, DT10, p. 39).

Selon les données de l'Association pétrolière et gazière du Québec, l'aménagement du site, le forage et la complétion d'un puits horizontal requerraient environ 1 000 voyages de camion[1], ou 2 000 déplacements, dont 600 voyages de camions-citernes[2] répartis sur une période de 20 jours pour le transport de l'eau nécessaire à la fracturation. Un site d'exploration regroupant huit puits et où l'apport de l'eau pour la fracturation se ferait par une conduite plutôt que par camion réduirait à une centaine le nombre total de voyages pour un puits (DB16.1). La mise en place d'une conduite temporaire suppose toutefois que les sources d'approvisionnement en eau sont situées à proximité des sites (M. Vincent Perron, DT2, p. 67 et DT10, p. 61 ; M. Brian Bohm, DT11, p. 10).

Par ailleurs, la réutilisation de l'eau de reflux d'une fracturation[3] pour des opérations de complétion sur d'autres puits d'un même site contribuerait à réduire le camionnage, en autant que le traitement de l'eau n'exige pas son transport par camion hors du gisement gazier. De plus, étant donné des coûts potentiellement élevés, il y a un avantage économique à limiter le transport de l'eau et à s'approvisionner le plus près possible d'un site, tout en réduisant les risques

1. Selon l'étude du New York City Department of Environmental Protection, le nombre de voyages pour un puits exploratoire varie de 900 à 1 300. *Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed, Final Impact Assessment Report*, 2009, p. 33 [en ligne (13 décembre 2010) : www.cwconline.org/news/final hazn sawyr report-on-drilling.pdf].
2. À titre indicatif, un camion-citerne peut transporter environ 30 m^3 d'eau.
3. L'industrie a comme objectif de maximiser la récupération de l'eau de reflux d'une fracturation et de la réutiliser à 100 % pour d'autres opérations de fracturation après l'ajustement de ses caractéristiques.

d'accidents, le bris des routes, les émissions de GES et les nuisances liées au transport.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que la mise en place d'une conduite pour fournir l'eau nécessaire à la fracturation des puits réduirait significativement le camionnage.*

Les effets d'une augmentation du camionnage

Selon le ministère des Transports, les camionneurs emprunteraient des routes régionales et collectrices gérées par le Ministère[1] de même que des routes locales gérées par les municipalités[2] qui « n'ont pas nécessairement été construites pour supporter les charges de transport lourd pour une période prolongée » (DQ18.1, p. 1). De plus, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune a indiqué qu'une augmentation du transport lourd pourrait avoir des répercussions sur l'entretien des routes utilisées par les camionneurs (PR3, p. 21). Des municipalités ont aussi fait part de leur inquiétude face aux possibles dommages aux routes sous leur compétence et à un besoin accru d'entretien. Selon le Bureau of Oil and Gas Management du Pennsylvania Department of Environmental Protection, la capacité de support des infrastructures routières de même que ferroviaires a été renforcée par les entreprises pour répondre à l'augmentation du camionnage en raison du développement du shale de Marcellus (M. Eugene Pine, DT10, p. 20).

Par ailleurs, d'après le ministère des Transports, une augmentation du camionnage « créera nécessairement des nuisances plus ou moins grandes pour les riverains des villes, villages, et aussi des ruraux bordant leur parcours » (DQ18.1, p. 1). Une augmentation du nombre de véhicules lourds pourrait aussi avoir des effets sur la fluidité de la circulation et sur la sécurité routière (DB93, p. 45 et 46).

Le nombre de puits et la localisation des sites pour le développement d'un gisement gazier, ainsi que les trajets qui seraient empruntés par les camionneurs sont nécessaires pour évaluer l'effet de l'augmentation du nombre de camions durant les activités d'exploration sur les conditions de circulation concernant la fluidité et la sécurité routière sur le réseau routier. Il en est de même pour les nuisances liées au transport routier telles que le bruit, les poussières et la détérioration de la chaussée. Le ministère de la Santé et des Services sociaux a aussi indiqué qu'en sus des tracés

1. Le réseau routier supérieur comprenant les routes nationales, régionales et collectrices est sous la gestion du ministère des Transports et sert au camionnage de transit. Chacune des agglomérations au Québec est desservie par celui-ci (M. François Hallé, DT3, p. 23 ; DT3.1).
2. Les routes locales sont de compétence municipale. Les structures sur celles-ci sont de responsabilité partagée : les structures autoportantes relèvent du ministère des Transports tandis que les surfaces de roulement et les approches relèvent des municipalités (*ibid.*).

utilisés par les camionneurs la connaissance du volume, de la composition et de la concentration des produits transportés est requise pour évaluer les risques du transport de matières dangereuses sur la population riveraine (M. Jean-Pierre Vigneault, DT2, p. 3).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis, puisque plusieurs sites multipuits pourraient se retrouver dans un même secteur, que les impacts cumulatifs du camionnage devraient être évalués avant une éventuelle autorisation de développement d'un gisement gazier. Les plans de développement des entreprises et les trajets qu'emprunteraient les camionneurs seraient notamment nécessaires pour procéder à cette évaluation.*

Les mesures d'atténuation

Des mesures d'atténuation seraient envisagées par les entreprises pour réduire les impacts du camionnage. L'une des mesures avancées par l'Association pétrolière et gazière du Québec consiste à déterminer, de concert avec les municipalités, les trajets qui minimiseraient les impacts de la circulation des véhicules lourds :

> Il faut savoir aussi que l'industrie s'engage à rencontrer les municipalités avant même la construction de leur site pour déterminer la meilleure infrastructure municipale, la meilleure route à utiliser pour se rendre au site. Donc ça, c'est un engagement qu'on prend, travailler de concert avec les municipalités pour déterminer la meilleure route à emprunter.
> (M. Vincent Perron, DT2, p. 65)

Selon le ministère des Transports, l'obligation de fournir une proposition d'itinéraire de moindre impact sur le milieu et d'informer les autorités gouvernementales et municipales concernées du nombre et de la fréquence des camions devrait faire partie des conditions d'autorisation (DQ18.1, p. 2). Par ailleurs, le Ministère a indiqué que « les transporteurs routiers sont assujettis aux dispositions des lois et règlements en vigueur, dont le *Code de la sécurité routière*. Au besoin, des effectifs policiers et de contrôle du transport routier [...] devront être déployés dans les régions concernées » (*ibid*).

Les coûts des travaux de réparation de certaines routes municipales en raison d'une détérioration de la chaussée par la circulation des véhicules lourds feraient aussi l'objet d'une entente entre les entreprises et les municipalités : « c'est important pour nous de signer des ententes d'utilisation de routes avec les municipalités. C'est un autre engagement que l'Association pétrolière et gazière du Québec prend » (M. Vincent Perron, DT2, p. 65 et 66). De plus, la mise en place d'une signalisation visant un usage restreint des freins Jacob dans les zones habitées de même qu'une réduction de la vitesse des véhicules lourds pourraient être envisagées par les

entreprises pour minimiser le bruit routier. L'utilisation d'abat-poussière sur les routes non asphaltées serait aussi prévue (DB2, p. 15 ; M. Vincent Perron, DT2, p. 65 ; M. Jean-Luc Allard, DT2, p. 69 et 70).

- *La commission constate que l'Association pétrolière et gazière du Québec s'est engagée à mettre en place, de concert avec les municipalités concernées, des mesures pour minimiser et compenser les impacts du camionnage, dont l'élaboration concertée de plans de camionnage et une entente pour les dommages aux infrastructures routières municipales.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le ministère des Transports devrait définir, en concertation avec le milieu, les mesures de sécurité routière et d'atténuation des impacts du camionnage à mettre en place par les entreprises. Ces mesures devraient également faire partie des conditions du certificat d'autorisation.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que toute mesure réduisant la circulation des véhicules lourds, tel le transport de l'eau par des conduites, devrait être privilégiée afin de limiter les impacts du camionnage et les risques d'accidents routiers.*

Les distances séparatrices

L'article 22 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* s'applique pour la détermination de l'emplacement des puits sur terre ou en territoire submergé en établissant les distances minimales à respecter par rapport aux chemins publics, aux voies ferrées, aux pipelines, aux lignes électriques à haute tension, aux habitations et édifices publics, aux lignes des hautes eaux, aux aéroports et aux installations de captage d'eau souterraine et aux réservoirs souterrains (DB33). Par exemple, en vertu de cet article, un puits ne peut être foré à moins de 100 m d'une habitation ou d'un édifice public.

Pour la société Gastem, cette distance séparatrice entre un site d'exploration et une résidence « n'est plus souhaitable et constitue une cause importante d'irritation et de nuisance ». Elle propose d'augmenter cette distance réglementaire à plus de 200 m et que des mesures de compensation soient prévues pour les habitations situées entre 200 et 500 m (DM168, p. 4). La firme de génie-conseil Johnston-Vermette recommande pour sa part une distance de 500 m (DM50, p. 7 et 8 ; M. David Johnston, DT22, p. 88 et 89). De plus, un expert en risques technologiques suggère d'augmenter les distances séparatrices à proximité d'une concentration élevée de population ou lorsqu'il y a des populations vulnérables (centre de petite enfance, école, foyer de personnes âgées, hôpital) pour assurer leur protection. Il préconise également que les projets de développement, telle la construction de résidences,

soient prohibés à l'intérieur de cette zone de séparation (DB41.1, p. 18 ; M. Jean-Paul Lacoursière, DT8, p. 21 et 72).

Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune a pour sa part indiqué que les distances prescrites à l'article 22 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* seront révisées et qu'il « entend appliquer les marges de recul les plus sévères présentement en vigueur dans d'autres juridictions en Amérique du Nord » (DQ28.2, p. 1).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que ces distances visant entre autres à assurer la sécurité et la quiétude des riverains devraient être déterminées à la suite d'études scientifiques, de concert avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, le ministère de la Santé et des Services sociaux et le ministère de la Sécurité publique.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'un principe de réciprocité des normes de distance imposées aux puits gaziers devrait être considéré par les municipalités pour faire en sorte que l'implantation de nouveaux usages incompatibles en deçà de la norme d'éloignement exigée soit interdite par leur réglementation.*

La gestion des plaintes

Au moment de l'audience publique, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs n'avait pas reçu de plainte relative aux activités d'exploration du shale d'Utica dans les régions du Centre-du-Québec, de la Chaudière-Appalaches et de la Montérégie (DB45). Des préoccupations à cet égard ont toutefois été soulevées par les participants à l'audience publique. Soulignons que la croissance des activités d'exploration notamment au Texas et en Pennsylvanie aurait engendré une augmentation du nombre de plaintes, entre autres du fait du rapprochement des sites d'exploration des zones urbaines (Railroad Commission of Texas, rencontre du 28 septembre 2010 à Austin ; M. Christopher Tersine, DT10, p. 17).

L'Association pétrolière et gazière du Québec a signalé qu'au Québec les quelques plaintes reçues des citoyens jusqu'à maintenant concernaient principalement le bruit. Des mesures ont été prises par les entreprises après que la nature et la source du bruit aient été déterminées, et que les plaignants aient été rencontrés (M. Vincent Perron, DT2, p. 72 et 73).

Au Texas, les plaintes concernent principalement l'eau de surface, la qualité de l'air, les odeurs, le bruit et le camionnage (Railroad Commission of Texas et Texas Commission on Environmental Quality, rencontre du 28 septembre 2010 à Austin). Le Bureau of Oil and Gas Management du Pennsylvania Department of Environmental

Protection a indiqué pour sa part que la majorité des plaintes visent l'eau potable et le bruit des activités de forage et le trafic lourd (M. Christopher Tersine, DT10, p. 17 et 39). Une médiation est d'abord effectuée. Advenant un échec de celle-ci, une enquête est réalisée et, le cas échéant, des mesures d'atténuation ou de compensation de même qu'un suivi sont exigés de l'entreprise (*ibid.*, p. 16). Selon le Bureau, la réglementation plus sévère récemment mise en place en Pennsylvanie devrait toutefois contribuer à diminuer le nombre de plaintes (M. Eugene Pine, DT10, p. 18). Par ailleurs, la coalition « Citizens for Pennsylvania's Future », un organisme à but non lucratif, offre un service juridique et de médiation en soutien aux citoyens (rencontre du 30 novembre 2010 à Harrisburg).

En Alberta, l'Energy Resources Conservation Board a mis en place un programme de résolution de conflits « Appropriate Dispute Resolution », qui permet de régler la majorité des plaintes des citoyens concernant l'industrie pétrolière et gazière[1]. Il en est de même en Colombie-Britannique où il existe un mécanisme de facilitation et de résolution des conflits administré par la Oil and Gas Commission[2].

Les citoyens pourraient avoir tendance à adresser leur plainte à leur municipalité, à la direction régionale du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs ou encore directement à l'entreprise. Ces organismes peuvent gérer les plaintes à divers degrés, selon leurs champs de compétence et les pouvoirs dont ils disposent. Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, par l'entremise d'Urgence Environnement, peut également être appelé à intervenir pour obliger une entreprise à remédier à une situation problématique telle qu'une fuite de gaz ou une contamination qui lui aurait été signalée par un citoyen (M^me^ Francine Audet, DT10, p. 86 et 87 ; M. Martin Tremblay, DT10, p. 87). Le Ground Water Protection Council (2009) souligne l'importance d'investiguer pour toute plainte de citoyens portant sur la contamination des eaux.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'un mécanisme de gestion centralisé des plaintes relatives à l'exploration et à l'exploitation du gaz de shale doit être mis en place pour en assurer un suivi.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le fardeau de la preuve de toute situation problématique liée à l'exploration et à l'exploitation du gaz de shale devrait incomber aux entreprises plutôt qu'aux citoyens.*

1. [En ligne (3 février 2011) : www.ercb.ca/docs/ils/ils/pdf/il2001-01.pdf].
2. [En ligne (3 février 2011) : www.bcogc.ca/publiczone].

Le droit d'accès

Les articles 170, 200 et 235 de la *Loi sur les mines* accordent à l'entreprise un droit d'accès au terrain pour y faire tout travail d'exploration et d'exploitation. Elle peut acquérir tout bien nécessaire à l'accès au terrain ou à l'exécution de ses travaux avec le consentement du propriétaire. Ce droit d'accès peut se faire par une entente entre l'entreprise et le propriétaire. Cette entente, d'une durée variable, peut inclure des mesures d'atténuation, des compensations pour la perte d'usage et d'éventuels dommages, le remboursement des frais de notaire et des subventions lorsque les terres visées sont sous aménagement avec l'Agence de mise en valeur des forêts privées, de même que des clauses relatives à la taxation (DQ11.1, réponses 3b ; M. Vincent Perron, DT7, p. 29 et 30).

À défaut d'une entente, l'entreprise peut recourir à la procédure d'expropriation et elle versera une indemnité. Le recours à l'expropriation en vertu de l'article 36 de la *Loi sur l'expropriation* (L.R.Q., c. E-24) est soumis à l'autorisation du gouvernement. Soulignons que le projet de loi n° 79, *Loi modifiant la Loi sur les mines*, maintient le droit d'expropriation pour les entreprises (M. Jean-Yves Laliberté, DT5, p. 29). Le propriétaire qui conteste le droit à l'expropriation s'adresse à la Cour supérieure, dont la décision est susceptible d'appel. Celui qui conteste uniquement l'indemnité ou les conditions de l'expropriation s'adresse au Tribunal administratif du Québec, dont la décision peut être soumise à une révision judiciaire par la Cour supérieure. Cette décision peut faire l'objet d'un appel à la Cour d'appel. Le recours à l'expropriation peut donc donner lieu à des contestations judiciaires. Ainsi, l'entreprise se voit de façon générale, davantage motivée à conclure une entente avec le propriétaire du droit de surface. Par ailleurs, la technique de forage horizontal permet une certaine flexibilité quant à la localisation des sites d'exploration et d'exploitation.

Lorsque le ministère des Ressources naturelles et de la Faune attribue un droit d'utilisation de la ressource, il exerce son devoir de gestionnaire de la ressource qui appartient à l'État et il agit dans l'intérêt public. Il est nécessaire, toujours au nom de l'intérêt public, que le titulaire soit en mesure d'exercer le droit qui lui a été attribué, notamment par un droit d'accès au terrain, et ce, dès l'exploration. Par ailleurs, le Ministère a indiqué que, depuis 1990, aucun cas d'expropriation n'a été observé pour le forage de puits de gaz ou de pétrole en vertu de l'article 235 de la *Loi sur les mines*. Deux cas d'expropriation ont toutefois été recensés pour des activités minières autres que le gaz et le pétrole, dont celui autorisé en 2010 à la Corporation minière Osisko pour son projet d'exploitation aurifère à Malartic (DQ34.2 ; DQ34.3).

Dans les législations de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, l'entreprise a l'obligation de consulter le propriétaire du droit de surface. À défaut d'entente, un

organisme gouvernemental, le Surface Right Board, peut accorder une expropriation et déterminer le montant de la compensation. Dans l'ensemble, il appert que l'encadrement du droit d'accès au terrain est essentiellement comparable dans ces législations.

Le projet de cadre de référence relatif à l'implantation de sites en zone agricole discuté entre l'Association pétrolière et gazière du Québec et l'Union des producteurs agricoles pourrait normaliser certains paramètres et assurer un meilleur équilibre des forces en présence dans les négociations. Selon l'Association, ce cadre pourrait également servir de modèle pour établir les mesures d'atténuation et de compensation pour d'autres propriétaires directement touchés (M. Vincent Perron, DT8, p. 49).

- *La commission d'enquête constate qu'une entreprise ne peut utiliser un terrain qu'avec le consentement préalable du propriétaire ou, à défaut, par une décision d'expropriation.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'une entente-cadre, incluant un bail type, permettrait de guider les négociations entre les citoyens et les entreprises afin d'assurer le respect des droits des propriétaires fonciers touchés par l'exploration et l'exploitation du gaz de shale.*

L'assurance habitation et l'assurance responsabilité civile

Il est ici question de responsabilité civile des entreprises en cas d'accident technologique qui entraîne des dommages aux propriétés voisines, soit par le feu ou par explosion, qui peut causer un mouvement de terrain ou un déversement, etc. À la suite de préoccupations exprimées dans ce sens en audience publique par un participant, la commission d'enquête a demandé au Bureau d'assurance du Canada (BAC) de lui fournir de l'information sur la couverture d'assurance des particuliers en cas de sinistre causé par une installation voisine d'exploitation de gaz naturel (DQ1.1, DQ1.1.1, DQ1.1.2 et DQ1.1.3).

Le BAC explique dans sa réponse que les dommages causés directement par des polluants gazeux (y compris le gaz naturel), liquides ou solides ne sont normalement pas couverts par les polices d'assurance. Par contre, les conséquences d'un rejet, de l'échappement ou de la dispersion de contaminants ou une telle menace, résultant par exemple en une explosion ou un incendie, étaient couvertes au Québec jusqu'en mai 2010 (formulaire BAC–1503-2002). Depuis ce temps (formulaire BAC–1503Q-2009),

ces dommages ne seraient normalement plus couverts, mais le BAC dit être prêt à revoir cette exclusion.

Le BAC précise que, partout ailleurs au Canada, les formulaires d'assurance qu'il recommande couvrent les conséquences d'un incendie ou d'une explosion causé par le gaz naturel ou un autre polluant puisque les lois des autres provinces obligeraient les assureurs à couvrir ces risques. Il mentionne également que cette couverture n'aurait pas entraîné une majoration des primes d'assurance en Alberta ou des problèmes de disponibilité d'assurance et précise qu'aucun sinistre majeur lié au gaz naturel n'a été rapporté dans cette province à ce jour.

D'un autre côté, la responsabilité revient aux entreprises de s'assurer suffisamment contre tout accident technologique ou déversement de substances toxiques qu'elles pourraient causer. L'article 17 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* exige une police d'assurance responsabilité minimale de 1 000 000 $. Sur la suffisance de cette somme, notons qu'un règlement de responsabilité par une entreprise gazière au montant de 4 600 000 $US a été annoncé par l'État de la Pennsylvanie en décembre 2010 à la suite d'un déversement d'eau de fracturation et de forage qui aurait contaminé des puits d'eau potable dans la municipalité de Dimock[1]. La somme minimale de 1 000 000 $ exigée par la réglementation semble donc plutôt faible, d'autant plus que les entreprises gazières s'assurent contre ce genre de risques, comme l'a expliqué la compagnie Junex qui aurait contracté une assurance responsabilité de 10 000 000 $ (M. Jean-Yves Lavoie, DT6, p. 127 et 128 ; DB70).

À cet égard, la Ville de Lévis a proposé, dans son mémoire, que les opérateurs gaziers devraient fournir au préalable une preuve d'assurance responsabilité civile avec leur demande de permis d'exploration ou d'exploitation (DM16, p. 24).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le ministère des Ressources naturelles et de la Faune devrait exiger des détenteurs de permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains ainsi que de droits d'exploitation qu'ils détiennent une assurance responsabilité civile suffisante en cas d'accident technologique causant des dommages aux propriétés résidentielles, commerciales ou agricoles avoisinantes causés par eux ou leurs sous-traitants.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le ministère des Finances, de qui relève l'administration de la Loi sur les assurances (L.R.Q., c A-32), devrait obliger les assureurs à couvrir les dommages causés par un tiers à une propriété résidentielle ou commerciale par un accident technologique, tel que cela existe ailleurs au Canada.*

1. Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources [en ligne (18 janvier 2011) : www.dcnr.state.pa.us/news/resource/res2010/10-0929-naturalgastax.aspx].

Chapitre 11 L'économie

Le présent chapitre porte sur certains aspects économiques liés à l'exploration, à l'exploitation et à la collecte du gaz de shale. Plus particulièrement, il traite d'une exploitation éventuelle au Québec et des projections économiques qui y sont rattachées, du régime de redevances gouvernementales qui pourraient être perçues, des revenus fiscaux attendus, du Fonds des générations, de la création potentielle d'emplois et d'entreprises, et enfin, d'aspects liés au concept d'utilisateur payeur et à la valeur des résidences. Ce chapitre ne constitue pas une étude exhaustive des aspects économiques liés à l'exploitation du gaz naturel du shale d'Utica. Il tente plutôt de dresser un portrait de la situation et de dégager des informations qui pourront être utiles afin de maximaliser les retombées économiques de cette exploitation.

Les principes de développement durable invoqués ici sont «équité et solidarité sociales», «efficacité économique», «pollueur payeur» et «internalisation des coûts». Ces principes sont utilisés avec les objectifs de promouvoir la maximalisation des éventuelles retombées économiques pour les Québécois d'une exploitation du gaz du shale d'Utica et de veiller à ce que personne n'ait à payer des coûts qui ne lui reviennent pas, mais qu'ils soient plutôt à la charge de celui qui réalise l'activité.

L'exploitation du gaz naturel au Québec

Le potentiel gazier du shale d'Utica peut être mis en perspective avec celui du shale de Marcellus. Actuellement, l'exploitation de ce shale est en développement, la production gazière en Pennsylvanie ne suffit pas à répondre aux besoins de l'État, mais elle augmente. À quelque 198 milliards de pi^3 en 2008, cette production représentait 26 % de la consommation et, à 273 milliards de pi^3, elle valait 36 % en 2009[1]. L'État pourrait toutefois devenir autosuffisant avant la fin de 2011 selon des chercheurs de la University of Pennsylvania (Considine et *al.*, 2010) [2]. De son côté, avec une consommation de 1 200 milliards de pi^3 par année, l'État de New York

1. Pennsylvania Department of Environmental Protection [en ligne (20 décembre 2010) : www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/oilgas/Production%20Statistics%20Estimated.htm] et [en ligne (10 décembre 2010) : www.tonto.eia.doe.gov/state/state_energy_profiles.cfm?sid=PA#Datum].
2. New York State Energy Plan [en ligne (10 décembre 2010) : www.nysenergyplan.com/final/Natural_Gas_Assessment.pdf].

importait[1] plus de 95 % de sa consommation en 2009. Au total, dans l'est du Canada et le nord-est des États-Unis, il s'est consommé quelque 4 500 milliards de pi^3 en 2007[2], dont environ 200 milliards au Québec. Conséquemment, le shale de Marcellus, qui est la principale formation géologique productrice de gaz naturel dans l'est de l'Amérique du Nord, ne répond actuellement qu'à une fraction des besoins en gaz naturel de cette région et les importations de l'ouest de l'Amérique du Nord se poursuivent. Néanmoins, l'économiste Timothy Considine (2010), qui a effectué une recherche pour le compte de l'API (American Petroleum Institute), estime que l'ensemble du shale de Marcellus pourrait produire de 1 460 à 6 570 milliards de pi^3 par année en 2020, ce qui fait que le nord-est de l'Amérique du Nord pourrait devenir autosuffisant, voire exportateur. Une production gazière dans le shale d'Utica s'ajouterait donc à cette offre.

Toutefois, comme il n'y a pas encore de production de gaz naturel au Québec, il s'agit maintenant de déterminer, en vertu du principe « efficacité économique », les obstacles et les avantages concurrentiels du Québec pour l'exploitation de cette ressource, notamment par rapport aux autres régions productrices de gaz naturel en Amérique du Nord.

Les obstacles

L'Association pétrolière et gazière du Québec a indiqué en audience publique que les retombées économiques au Québec ne représentent que 20 % des dépenses totales d'exploration faites dans le shale d'Utica à ce jour. L'Association a fait réaliser une évaluation des retombées économiques du développement du shale d'Utica par la firme Secor, dont la synthèse a été présentée en audience publique (DB35). Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune explique ce faible pourcentage par le fait qu'il y a au Québec peu de main-d'œuvre et d'entreprises spécialisées, ce qui oblige les entreprises à recourir à de l'équipement et du personnel de l'Ouest canadien ou des États-Unis (M. Jean-Yves Laliberté, DT3, p. 53). À environ 10 000 000 $ par puits, ce coût au Québec serait actuellement plus du double de celui observé en Pennsylvanie, en Alberta ou au Texas. Ainsi, le seuil de rentabilité d'un puits au Québec est actuellement élevé. Un faible prix du gaz naturel, comme c'est le cas actuellement, ne rendrait donc pas rentable l'exploitation de puits de faible capacité (DB35, p. 32 ; M. Luc Monty, DT9, p. 10, 11, 20 et 21).

1. New York State Department of Environmental Conservation [en ligne (10 décembre 2010) : www.dec.ny.gov/energy/36159.html].
2. Ressources naturelles Canada [en ligne (13 décembre 2010) : www.nrcan.gc.ca/eneene/pdf/revrev-eng.pdf].

L'Association s'attend toutefois à ce qu'avec l'augmentation du rythme de forage au Québec se développent progressivement des entreprises de services et que des travailleurs spécialisés soient formés dans les écoles secondaires, les cégeps et les universités. Ainsi, elle pense que la proportion des dépenses effectuées au Québec par l'industrie pourrait dépasser 60 % dans les prochaines années. En parallèle, le développement local d'entreprises et de compétences professionnelles entraînerait une baisse des coûts de forage des puits gaziers dans le shale d'Utica et rendrait alors les coûts de forage compétitifs par rapport aux autres régions productrices (DB35, p. 32 ; DB44, p. 8).

Par ailleurs, le ministère des Finances estime que avant de faire des projections de redevances ou de création d'emplois il faut d'abord mieux connaître le potentiel gazier sur l'ensemble du shale d'Utica. Selon lui, il faudrait des forages supplémentaires aux 29 qui ont été pratiqués jusqu'à maintenant pour détenir des données plus détaillées sur ce potentiel (M. Luc Monty, DT9, p. 10 et 11).

Enfin, Mackie Research Capital Corporation estime que les présentes incertitudes réglementaires et environnementales au Québec, liées à la révision de la *Loi sur les mines* ainsi que du régime de redevances, y rendent difficiles les recommandations d'investissement (Mackie Research Capital Corporation, 2010).

Les avantages concurrentiels

L'Association pétrolière et gazière du Québec et le ministère des Ressources naturelles et de la Faune ont fait valoir en audience publique les mêmes atouts économiques face au potentiel du shale d'Utica, à savoir la qualité de son gaz naturel, la proximité des marchés et la présence de gazoducs et de conduites de distribution.

Selon la Commission géologique du Canada, la partie inférieure du shale d'Utica a la particularité d'être relativement riche en carbonates (calcite) par rapport au shale de Marcellus, de Barnett ou de Montney qui sont siliceux, et la fracturation hydraulique qui doit être pratiquée pour libérer le gaz naturel serait efficace. Par ailleurs, il contiendrait très peu de H_2S, un gaz toxique et peu de matières radioactives (DB25 ; M. Denis Lavoie, DT1, p. 27 et 28). Le contenu en CO_2 serait également faible par rapport au gaz albertain ou à celui de Colombie-Britannique. Cette caractéristique rendrait minimal son traitement avant une injection dans le réseau de gazoducs et éviterait alors d'émettre ce CO_2 dans l'atmosphère (MM. James Fraser et Jean-Yves Laliberté, DT6, p. 58 à 62).

La proximité du marché de consommateurs du nord-est de l'Amérique du Nord et la présence de gazoducs dans le sud du Québec en provenance de l'Ontario et se

dirigeant vers l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre ainsi que d'un réseau de distribution développé jusqu'à Québec constituent des opportunités en faveur du développement gazier du shale d'Utica, pouvant même permettre éventuellement d'exporter vers les États et provinces limitrophes (DB7 ; DB9).

Les projections économiques

À partir de l'information disponible en audience publique et en l'absence d'étude économique particulière sur le potentiel gazier du shale d'Utica, la commission d'enquête tente ici de retenir des scénarios possibles d'activité économique pour le Québec, tant pour l'exploration que pour l'exploitation.

Le gouvernement du Québec vise une diversification des sources d'approvisionnement en gaz naturel pour le Québec et le développement gazier dans le shale d'Utica apporterait donc une nouvelle source. Le réseau[1] de transport du gaz naturel en Amérique du Nord est actuellement développé pour apporter le gaz des principales régions productrices, soit le Texas et la Louisiane ainsi que l'Ouest canadien[2], vers les marchés de l'est de l'Amérique du Nord et celui de la Californie. D'ailleurs, avec le développement d'autres gisements de gaz de shale dans l'est de l'Amérique du Nord, l'Office national de l'énergie note que les approvisionnements commencent maintenant à se diversifier et que les prix ont baissé[3].

Un autre argument avancé par certains participants industriels à l'audience publique, qui sont de grands consommateurs de gaz naturel, porte sur les économies concernant le transport du gaz naturel produit au Québec par rapport à celui en provenance de l'Alberta. Bien que ces participants aient mentionné des économies potentielles de 25 %, Gaz Métro les estime plutôt à entre 5 et 10 % par rapport au coût total de l'approvisionnement. Par ailleurs, Gaz Métro précise que le prix du gaz naturel est en partie fixé par région de consommation, en soulignant que c'est plutôt la disponibilité en abondance du gaz de shale produit dans l'est de l'Amérique du Nord, que ce soit au Québec ou en Pennsylvanie ou dans l'État de New York, qui entraînerait des coûts relativement moindres pour les consommateurs, comme cela était traditionnellement observé en Alberta, par exemple, où l'écart[4] est maintenant

1. Voir traits en rouge pour le réseau gazier nord-américain [en ligne (10 décembre 2010) : www.theodora.com/pipelines/north_america_oil_gas_and_products_pipelines.html].
2. Par exemple, l'Alberta a exporté en 2009 plus de 3 000 milliards de pi³ de gaz naturel dans le reste du Canada et aux États-Unis [en ligne (10 décembre 2010) : www.energy.alberta.ca/NaturalGas/727.asp].
3. Office national de l'énergie [en ligne (15 décembre 2010) : www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/prcng/ntrlgs/crrntmrktcndtn-fra.html].
4. *Ibid.* [en ligne (15 décembre 2010) : www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/ntrlgs/ntrlgsdlvrblty20102012/ntrlgsdlvrblty20102012-fra.html].

réduit par rapport à l'est de l'Amérique du Nord (M. Jean-Pierre Noël, DT3, p. 103 à 105 ; DB35, p. 14).

L'Association pétrolière et gazière du Québec estime que l'exploitation du shale d'Utica pourrait équivaloir à entre 50 % et 100 % de la consommation du Québec dès 2016. La variabilité est importante car elle dépendrait des résultats des forages exploratoires favorables ou non au développement des gisements gaziers et des conditions du marché du gaz naturel. C'est le scénario optimiste de l'industrie, soit le forage de 600 puits/an, qui permettrait une autosuffisance et, par la suite, une exportation ou bien une utilisation à des fins éventuelles de substitution du mazout[1]. Quant au scénario de 150 puits/an, il ne permettrait que la production d'environ 75 % de la consommation annuelle en 2025 (DB35, p. 2 et 29 ; M^me^ Hope Devau-Henderson, DT9, p. 28). Enfin, l'Association a envisagé la possibilité d'une productivité supérieure (+33 %) des puits (DB35, p. 70 et 71).

Pour sa part, le ministère des Finances a établi, avec son scénario de 250 puits/an, que le Québec produirait l'équivalent de sa consommation après sept ans d'exploitation et avec environ 1 000 puits en production. À long terme, il se serait foré quelque 20 000 puits afin de maintenir cette production (DB51, p. 10 ; M. Luc Monty, DT9, p. 39, 40, 48 et 49).

Les scénarios de production sont basés sur un prix initial du gaz naturel voisin des prix actuellement observés, soit de 5,15 $ du millier[2] de pi^3 par l'Association pétrolière et gazière du Québec et de 6 $ du millier de pi^3 par le ministère des Finances. L'Office national de l'énergie (2010a) note que le prix du gaz naturel a fléchi tout au long de l'année 2010 et a atteint un creux en octobre dernier[3]. Son prix s'est cependant raffermi quelque peu avec l'hiver. Ainsi, durant la première semaine de décembre 2010, le prix de court terme oscillait autour de 5 $ en moyenne dans l'est de l'Amérique du Nord, mais cela demeure inférieur aux hypothèses de travail de l'Association et du Ministère. L'Office note que la production globale de gaz naturel en Amérique du Nord est demeurée stable puisque la baisse de production dans les réserves dites classiques a été compensée par la production non conventionnelle (la production globale canadienne a cependant diminué). Il attribue principalement la baisse du prix du gaz naturel depuis 2008 au ralentissement économique, étant donné la baisse de la demande industrielle qui s'en est suivie. L'Office (2010b)[4]

---

1 L'Agence de l'efficacité énergétique a un programme de substitution du mazout, du propane et du butane par le gaz naturel ou l'électricité (DB72).

2. Le prix du gaz naturel est souvent donné en millions de BTU. Voir U.S. Energy Information Administration [en ligne (13 décembre 2010) : tonto.eia.doe.gov/oog/info/ngw/ngupdate.asp#Prices].

3. Office national de l'énergie [en ligne (20 décembre 2010) : www.neb.gc.ca/clf-nsi/rmrgynfmtn/prcng/ntrlgs/crrntmrktcndtn-fra.html] et [en ligne (20 décembre 2010) : www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rmrgynfmtn/nrgyrprt/nrgyvrvw/cndnnrgyvrvw2009/cndnnrgyvrvw2009-fra.pdf].

4. *Ibid.* [en ligne (19 décembre 2010) : www.neb.gc.ca/clf-nsi/rmrgynfmtn/nrgyrprt/ntrlgs/ntrlgsdlvrblty20102012/ntrlgsdlvrblty20102012-fra.html].

prévoit que le prix du gaz naturel oscillera entre 5,65 $ du millier de pi^3 (5,50 $ du million de BTU) dans les prochains mois et qu'il pourrait se relever jusqu'à 7 $ du millier de pi^3 en 2012 selon le prix médian qu'il a établi. Le Department of Energy des États-Unis a également publié[1] en décembre 2010 des projections pour le prix du gaz naturel. Il estime que le prix se maintiendrait en moyenne en deçà de 5 $US le million de BTU, soit un peu plus de 5 $ du millier de pi^3 pour les années à venir, même si la demande industrielle est en train de revenir à son niveau d'avant 2009.

Un faible prix du gaz naturel à long terme implique une rentabilité moindre pour son extraction, tant pour les profits corporatifs que les redevances, et peut entraîner une réduction[2] des efforts financiers d'exploration et de développement de gisements gaziers, surtout pour ceux dont les coûts de développement sont plus élevés. Le scénario faible d'autosuffisance de 150 à 200 milliards de pi^3 par année avec 150 à 250 puits forés annuellement et celui fort d'exportation de 650 milliards de pi^3 par année avec 600 puits forés et un prix médian du gaz naturel de 6 $ du millier de pi^3 seront néanmoins retenus à des fins d'analyse.

Les retombées économiques estimées par l'Association pétrolière et gazière du Québec et le ministère des Finances sont adaptées et résumées au tableau 3. Certains aspects liés à ces questions, telles les redevances, seront développés dans les prochaines sections.

Tableau 3 La synthèse des retombées économiques

Scénario de production	Association pétrolière et gazière du Québec		Ministère des Finances
	150 puits forés/an	600 puits forés/an	250 puits forés/an
Production de gaz naturel (en milliards de pi^3)	150 après 15 ans de développement	650 après 15 ans de développement	387 après 16 ans de développement
Valeur annuelle de la production[1]	900 000 000 $	3 900 000 000 $	2 322 600 000 $
Redevances annuelles[2]	90 000 000 $	390 000 000 $	232 000 000 $
Investissement annuel moyen	632 000 000 $	2 500 000 000 $	1 250 000 000 $

1. Selon une hypothèse de 6 $ du millier de pi^3.

2. Selon l'hypothèse de 10 % de la valeur au puits du gaz naturel donnée par le ministère des Finances.

Sources : DB35, DB44 et DB51.

1. [En ligne (30 décembre 2010) : www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383er(2011).pdf].
2. Le prix influence en quelques semaines le nombre de forages en cours, tel que le montre la figure 4 du site suivant : [en ligne (29 décembre 2010) : www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2010/ngyir2009/ngyir2009.html].

- *La commission d'enquête constate que l'Office national de l'énergie et le Department of Energy des États-Unis qui suivent l'évolution des prix de l'énergie ne s'accordent pas sur la valeur future du prix du gaz naturel et que l'évolution actuelle des prix semble indiquer qu'il demeurera relativement faible à court terme, ce qui pourrait faire diminuer la recherche de gisements gaziers.*

- *La commission d'enquête constate que l'ampleur des retombées économiques est très variable selon les scénarios d'exploitation. Par ailleurs, le prix futur du gaz naturel aurait également une influence déterminante.*

Les revenus tirés de la ressource

Des systèmes d'imposition de droits, de redevances ou encore de taxes sur le prélèvement des ressources naturelles visent à percevoir des revenus sur l'extraction de la ressource. Quel que soit la forme qu'elles prennent ou le contexte économique dans lequel elles s'insèrent, ces perceptions permettent de payer pour la ressource elle-même et les coûts associés à sa gestion ou de compenser pour les nuisances découlant de son exploitation.

La perception d'une redevance consiste en une rémunération versée au propriétaire (individu ou collectivité) d'une ressource et liée à son exploitation ou à son utilisation[1]. Cette redevance sert à rétribuer en tout ou en partie la valeur du bien ou de son utilisation. Pour celui qui s'en porte acquéreur, la redevance constitue un coût de la matière première, une dépense d'exploitation et est inscrite à ce titre dans les livres comptables des entreprises pour les besoins des déclarations de revenus (M. Luc Monty, DT9, p. 52).

Du concept de redevance sont écartés les instruments économiques articulés uniquement autour du revenu des entreprises (tel l'impôt). Il faut également distinguer des redevances les sommes perçues de l'industrie en considération de droits d'exploration ou de baux d'exploitation ainsi que les rentes associées à ces activités qui sont considérées comme une source de financement des services publics de gestion de la ressource comme l'est la tarification des demandes d'autorisation (utilisateur payeur). Sont également externes au concept de redevance les sommes perçues à titre de compensation pour l'utilisation de services publics (aqueduc municipal, infrastructures routières), pour les nuisances subies ou encore pour la

1. La perception d'une redevance dans le cas de l'utilisation d'une ressource peut faire référence à l'exploitation de la force hydraulique, par exemple.

réparation de dommages occasionnés à l'environnement au cours des activités d'exploration ou d'exploitation (pollueur payeur).

L'état de la situation au Québec et ailleurs

Dans certaines juridictions nord-américaines, la majorité des revenus tirés de la ressource gazière proviennent des droits d'exploration qui sont monnayés ainsi que des redevances perçues sur l'exploitation des puits.

Les droits d'exploration

Au Québec, selon les articles 166 et 166.1 de la *Loi sur les mines* (L.R.Q. c. 13.1), le ministre des Ressources naturelles et de la Faune délivre un permis de recherche à toute personne qui en fait la demande pour un territoire donné et qui satisfait aux conditions et acquitte les droits annuels fixés par règlement[1].

Pour leur part, les articles 62 à 67 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* stipulent que la demande doit entre autres être accompagnée :

- d'un plan et d'une description technique du territoire faisant l'objet de la demande ;
- d'un programme des travaux attesté par un géologue ou un ingénieur géologue précisant la nature et l'étendue des travaux envisagés avec les renseignements d'ordre géologique et géophysique que le requérant détient ;
- du paiement des droits de la première année.

Le coût minimum des travaux annuels à exécuter pour garder le permis augmente chaque année pendant cinq ans, allant de 0,50 $ l'hectare ou 3 000 $ la première année jusqu'à 2,50 $ l'hectare ou 15 000 $ la cinquième année et celles subséquentes.

La rente annuelle perçue pour les droits d'exploration s'élève à 10 ¢/ha/an en milieu terrestre et à 5 ¢/ha/an en milieu marin si la superficie excède 100 000 ha. Le permis couvre une superficie ne pouvant excéder 25 000 ha (article 168 de la *Loi sur les mines*). À la sixième année, la rente est fixée à 50 ¢/ha/an pour chaque renouvellement (DB58, p. 4). Les rentes d'exploration dans le shale d'Utica rapportent environ un million de dollars annuellement à l'État pour les quelque dix millions d'hectares sous permis. Actuellement, la totalité du corridor n° 2 fait l'objet de titres d'exploration valides (figures 5 et 11) (M. Jean-Yves Laliberté, DT9, p. 63).

---

1. Il existe cependant une disposition particulière pour certaines zones en milieu marin qui spécifie que le permis est délivré à la suite d'un appel d'offres (article 166.1 de la *Loi sur les mines*).

- *La commission d'enquête constate que les droits d'exploration pour le gaz et le pétrole ont été vendus pour la presque totalité des basses-terres du Saint-Laurent à un prix moyen de 10 ¢ l'hectare et que ceux qui possédaient des droits sur les réservoirs souterrains ont obtenu, en janvier 2010, les même droits sans coût supplémentaire.*

À titre comparatif, les revenus de la seule année 2008 en Colombie-Britannique provenant des droits d'exploration gazière décernés pour les shales de Horn River et de Montney ont cumulé à 2,43 milliards de dollars. Dans l'ensemble du territoire, pour cette même année, les droits sur près de 900 000 ha ont été attribués, générant 2,66 milliards de dollars pour un revenu moyen de près de 3 000 $/ha. Certains secteurs plus prometteurs ont vu les droits adjugés à un prix moyen de plus de 13 000 $/ha sur des parcelles (BC, 2009, p. 4 et 7). En Alberta, en moyenne, pour 2009-1010, les droits sur les titres mis aux enchères pour l'exploitation pétrolière et gazière ont totalisé 512,12 $/ha, pour un revenu total de 1,17 milliard de dollars (Alberta 2010, p. 9)[1]. En se référant au prix moyen de 500 $/ha de l'Alberta, le Québec aurait pu percevoir environ 5 milliards de dollars pour les dix millions d'hectares sous permis. Ces revenus auraient été conservés par l'État qu'il y ait eu ou non développement de gisements gaziers.

Les écarts entre les revenus des provinces de l'ouest et ceux du Québec sur les droits d'exploration s'expliquent par le processus d'attribution qui fonctionne selon un système d'enchère (appel d'offres) qui prévaut dans l'Ouest. En Colombie-Britannique, le requérant qui désire obtenir l'autorisation d'explorer un territoire doit, dans sa demande, définir la superficie, décrire le site proposé pour ses activités et satisfaire certains critères[2]. Sa demande doit aussi inclure sa mise sur ce lot. Il s'en voit ensuite attribuer les droits si son enchère est la plus élevée et offre la valeur la plus juste pour le titre. Les accords qui en résultent ont une durée de vie de trois à dix ans et sont stipulés dans l'offre initiale du promoteur. Ils peuvent être renouvelés ou prolongés. Toutefois, ils obligent de procéder à des travaux d'exploration ou de développement et d'acquitter le paiement des loyers et des redevances à la province[3]. Ainsi, le marché détermine la valeur de chaque parcelle selon les bénéfices attendus de son exploitation. L'Alberta et la Saskatchewan utilisent un système similaire.

---

1. [En ligne (15 janvier 2011) : www.energy.alberta.ca/Org/Publications/AR2010.pdf].
2. *Petroleum and Natural Gas Act*, articles 71 et 72. Les critères dont il est question renvoient en autres au respect de l'environnement, à l'innovation technologique, aux intérêts municipaux et des Premières Nations et à la planification économique.
3. [En ligne (9 janvier 2011) : www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/petroleumgeology/UnconventionalGas/CoalbedGas/TechandReginfo/Documents/PNGrightsinBC.pdf].

Les façons de faire en matière d'attribution des droits d'exploitation ayant cours dans les États de la Pennsylvanie et de New York méritent également d'être regardées. Il faut toutefois préciser que, contrairement au régime foncier canadien, la propriété inclut normalement la surface du terrain, le sous-sol ainsi que les ressources minérales qui peuvent s'y trouver. La négociation pour l'exploitation des ressources gazières s'effectue donc entre chaque propriétaire foncier et la compagnie gazière intéressée. Par ailleurs, en territoire public, les droits annuels sont négociés de gré à gré entre l'État concerné et la compagnie (DB51, p. 20 et 21).

- *En ce qui concerne les modes d'attribution des permis de recherche de pétrole, de gaz et de réservoir souterrain, la commission d'enquête constate que les provinces ou États qui utilisent un processus d'enchères en matière d'attribution des titres en tirent des revenus importants.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que au nom du principe « efficacité économique », une analyse économique devrait être faite par le ministère des Finances afin de proposer une façon de récupérer le plus rapidement possible le manque à gagner en raison des faibles montants des droits qui ont été exigés lors de l'attribution initiale des droits d'exploration dans les basses-terres du Saint-Laurent. En outre, la future loi sur les hydrocarbures devrait prévoir l'obligation de procéder par appel d'offres pour l'octroi des droits d'exploration disponibles.*

Les redevances

Le régime de redevances exigibles au Québec, en vigueur depuis 1987-1988, prévoit[1] par règlement un taux actuel perceptible de 10 % sur les ventes de gaz au puits lorsque le puits produit 84 000 m^3 ou moins par jour et de 12,5 % lorsque la production excède ce seuil. La *Loi sur les mines* en établit cependant le minimum à 5 % et le maximum à 17 % de la valeur au puits (article 204, deuxième alinéa). Aucun puits de gaz naturel n'était en exploitation à la fin de l'année 2010 et aucune redevance n'a été perçue par l'État sur cette ressource (DB51, p. 8 ; M. Luc Monty, DT9, p. 9).

Le potentiel commercialisable pourrait atteindre 40 Tcf. S'il se concrétisait et considérant un prix moyen de vente du gaz naturel de 6 $ du 1 000 pi^3, la valeur des ventes se chiffrerait à un peu plus de 200 milliards de dollars. À un taux moyen de redevances de 10 %, l'État québécois recevrait 21 milliards de dollars à terme, soit l'équivalent de 13 % de la dette du Québec qui s'établit actuellement à 160 milliards (DB51, p. 10 ; M. Luc Monty, DT9, p. 8 et 9). La progression potentielle des revenus provenant des redevances selon le système actuel est illustrée au tableau 4.

1. En vertu de l'article 104 paragraphe 2 a) du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.*

Tableau 4 Potentiel de redevances pour le Québec selon le régime actuel

	Nombre de puits/ an	Production (en millions de pi^3)	Redevance (en M $)	Investissement (en M $)
Année 1	30	13 140	7,9	150
Année 2	50	28 559	17,1	250
Année 3	100	59 584	35,8	500
Année 4	150	99 385	59,6	750
Année 5	200	145 704	87,4	1 000
Année 7	250	231 528	138,9	1 250
Année 16	250	387 100	232,3	1 250

Source : adapté de DB51, p. 10.

En Colombie-Britannique, le régime de redevances est établi en fonction de l'ancienneté des puits. Le régime *Base 9* (taux de 9 %) s'applique aux puits les plus récents forés après le 31 mai 1998[1]. Les taux de redevances varient de 9 % à 27 %, en fonction du prix du gaz naturel et d'autres paramètres. Le régime prévoit des mesures destinées notamment à stimuler la poursuite de l'exploration et l'exploitation des puits de faible productivité ou nécessitant un niveau élevé d'investissement. Par exemple, le Marginal Royalty Program prévoit un congé de redevances pour le puits à faible productivité. Ce programme est basé sur la profondeur du puits et les taux de production initiale. Le volume mensuel moyen de production des puits doit être inférieur à 882 525 pi^3 (25 000 m^3) durant les douze premiers mois de production et la moyenne de production quotidienne doit être inférieure à 812 pi^3 (23 m^3) pour chaque mètre de profondeur supplémentaire. Ce programme est aussi disponible pour les puits réactivés[2]. Pour les seules redevances sur le gaz naturel, la province prévoit toucher 698 millions de dollars en 2010-2011[3], pour une production qui dépasserait 1,0 Tcf.

L'Alberta possède elle aussi un potentiel de gaz de shale évalué à entre 86 et 1 000 Tcf, dont 5 à 10 % serait exploitable. Les taux de redevances varieront de 5 % à 36 % à compter de 2011, en fonction du prix du gaz naturel, du volume produit, du coût par puits et de la difficulté d'accès à la ressource. Ces taux ont été révisés récemment pour être plus compétitifs. Ils variaient de 5 % à 50 % auparavant (DB51,

1. [En ligne (6 janvier 2011) : www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/royalties/NaturalGasDefinitionsand%20RateDetails/Pages/default.aspx].
2. [En ligne (18 janvier 2011) : www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/royalties/Infdevcredit/Documents/YourstoExplore18Mar2010web.pdf], p. 9.
3. [En ligne (4 janvier 2011) : www.bcbudget.gov.bc.ca/2010/bfp/2010_Budget_Fiscal_Plan.pdf], p. 12.

p. 18). Parmi les mesures visant à encourager l'exploration, le développement et la production du gaz de shale, les redevances à l'exploitation sont soumises à un plafond de 5 % pour 36 mois afin de stimuler l'investissement dans l'exploration et la mise en exploitation de nouveaux puits[1].

Dans les États de la Pennsylvanie et de New York, le shale de Marcellus contiendrait des réserves estimées jusqu'à 1 500 Tcf, pour un potentiel commercialisable de 262 Tcf (Ground Water Protection Council et ALL Consulting, 2009). Peu de données validées existent pour évaluer globalement si une tendance précise en matière de taux de redevances privées se dessine, étant donné la nature confidentielle des ententes. Pour les territoires qui sont de propriété publique, les taux de redevances sont connus. Ainsi, sur les terres publiques de Pennsylvanie et de l'État de New York, le taux se situe entre 12,5 % et 20 %. Notons cependant qu'en Pennsylvanie un projet de taxe à la production de 0,39 $/1 000 pi^3 a été approuvé par la Chambre des représentants de l'État. Il devra être adopté par le Sénat avant d'entrer en vigueur (DB51, p. 20 et 21).

- *La commission d'enquête constate que, même si des variations importantes existent dans certains régimes de redevances nord-américains examinés, les balises générales des régimes s'articulent autour de deux principes : tirer profit du marché et d'une hausse éventuelle des prix du gaz et stimuler l'exploitation des puits moins productifs par des mesures compétitives.*

La réforme du régime québécois

Dans le budget 2009-2010, le gouvernement a annoncé la mise en place d'un nouveau régime de redevances sur le gaz naturel pour 2011. Selon le ministère des Finances, cet exercice poursuit un objectif principal, soit celui d'assurer aux Québécois qu'ils tirent un profit maximal de l'exploitation du gaz naturel dont ils sont collectivement propriétaires (DB51, p. 12). Les principes qui guident l'élaboration de ce régime sont les suivants :

- équité : tout en assurant aux Québécois un profit maximal sur la ressource dont ils sont propriétaires collectivement, ce régime doit permettre la rentabilité des entreprises ;
- prévisibilité : afin que les décisions d'investissement soient prises en pleine connaissance du régime et favorisent le développement de l'industrie au Québec ;

1. [En ligne (10 janvier 2011) : www.energy.alberta.ca/About_Us/1860.asp].

- simplicité : afin de limiter les paramètres influençant le régime et de favoriser sa compréhension par tous les acteurs ;
- compétitivité : afin d'inciter l'investissement, le régime doit être compétitif par rapport à ceux des autres juridictions.

L'Association pétrolière et gazière du Québec estime que la stabilité et la compétitivité d'un régime de redevances constituent des éléments clés pour faciliter l'investissement (DB44, p. 2).

Le futur régime s'inspirerait de celui d'autres provinces ou États d'Amérique du Nord et prévoirait une modulation des taux de perceptions selon la valeur au marché du gaz naturel[1]. Par ailleurs, certains incitatifs temporaires à l'investissement seraient envisagés (M. Luc Monty, DT9, p. 12 à 14 ; DB51, p. 16). À ce propos, des mesures ont déjà été prises pour encourager l'exploration et stimuler les investissements en 2009 et 2010. Lors du discours sur le budget 2009-2010, le ministre des Finances avait annoncé un congé de redevances de cinq ans, pouvant atteindre 800 000 $ par puits, pour ceux mis en production avant la fin de 2010[2]. Cette mesure n'a pas été appliquée puisque aucun puits n'a été mis en exploitation avant cette date (PR3, p. 16 et 17).

En ce qui concerne un puits gazier, notons que, proportionnellement au volume qui en est extrait, plus de 50 % des redevances associées seraient versées durant les cinq premières années d'exploitation compte tenu de la courbe descendante de production et d'une durée de vie de 50 ans en moyenne par puits (DB49 ; DB51, p. 9). Ainsi, une réduction de redevances fixant un plafond de 5 % sur 36 mois, comme dans le cas de l'Alberta, prive, dans les faits, de plus du quart des redevances attendues d'un puits sur son horizon d'exploitation. Toutefois, une telle mesure stimule les investissements et encourage l'exploitation de puits moins performants qui auraient été laissés de côté dans un contexte de faible prix. À l'inverse, avec un prix de marché élevé, les compagnies gazières seraient plus enclines à exploiter ce type de puits (DB44, p. 7). Ainsi, les mesures agressives visant le développement accéléré à court terme risquent de stimuler des efforts qui, avec le recul du temps, pourraient s'avérer un choix discutable.

- ***La commission d'enquête constate que le ministère des Finances prévoit une mise à niveau du régime québécois de redevances qui s'inspirerait de ce qui existe en Amérique du Nord.***

---

1. À ce chapitre, rappelons que la *Loi sur les mines* actuelle prévoit un taux de perception situé au minimum à 5 % et au maximum à 17 % de la valeur au puits (article 204, deuxième alinéa).
2. Cette disposition du budget n'a pas été utilisée par l'industrie et le programme s'est terminé à la fin de décembre 2010 (M. Luc Monty, DT9, p. 46).

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le cadre envisagé devrait viser à conserver la ressource à long terme pour en tirer un bénéfice collectif optimal, et ce, tout en maximalisant les revenus de redevances. Ce régime équilibré devrait stimuler l'exploration tout en décourageant une exploitation trop rapide.*

Si le gouvernement du Québec a annoncé son intention de réviser le régime de redevances afin de maximaliser les revenus pour l'État, il semble en être autrement concernant le processus d'attribution des permis de recherche de pétrole et de gaz naturel. Les revenus obtenus dans l'Ouest canadien laissent entrevoir des possibilités de revenus intéressants liés à l'octroi des droits d'exploration par appel d'offres. Cependant, pour qu'une enchère existe réellement, un titre doit être convoité par plus d'une entreprise à la fois. La situation québécoise aurait possiblement évolué en ce sens au cours des trois dernières années avec l'intérêt que semblent porter plusieurs entreprises gazières pour le shale d'Utica.

En Colombie-Britannique, la vente aux enchères ne semble pas avoir ralenti l'exploration et a fourni au gouvernement des sommes importantes. Parmi les suggestions intéressantes reçues et présentées en audience publique, le Conseil du patronat propose de revoir à la hausse les montants des travaux obligatoires sur les parcelles qui font l'objet d'un droit d'exploration, de ne pas permettre la revente de ces droits entre tiers (DM105, p. 27 à 32). Selon cette logique, chaque permis valide actuellement au Québec serait alors assorti d'une obligation de réaliser des travaux plus intensifs, et ce, sur une base annuelle.

Par ailleurs, il existe des dispositions de la *Loi sur les mines* (articles 180 et 181) qui permettent au titulaire de plusieurs permis de recherche d'appliquer en tout ou en partie des sommes dépensées pour des travaux effectués sur le territoire d'un permis à ses autres permis de recherche, dans la proportion qu'il détermine, pourvu :

- qu'il en avise par écrit le ministre ;
- que le territoire sur lequel les travaux ont été effectués et celui sur lequel les sommes dépensées pour ces travaux sont appliquées soient compris au moins en partie à l'intérieur d'un cercle de 40 km de rayon[1].

Il peut aussi allouer l'excédent des sommes dépensées pour des travaux sur le coût minimum fixé par le règlement aux années suivantes de la période de validité du permis, à la condition qu'il fournisse au ministre, dans les six mois qui suivent l'année de réalisation des travaux, un état détaillé des sommes dépensées, certifié par un comptable agréé. Cet excédent est également applicable, pour la moitié de sa valeur,

1. La surface comprise dans un cercle de 40 km de rayon équivaut à une superficie de 502 700 ha.

à chaque période de renouvellement du permis. En 2008 et en 2009, des détenteurs de plusieurs dizaines de permis dans les basses-terres du Saint-Laurent se sont prévalus des dispositions de ces deux articles (DQ37.1).

Dans les faits, ces dispositions de la Loi permettent au titulaire de cibler les secteurs les plus prometteurs pour l'exploration, tout en gardant l'exclusivité de la recherche gazière, pétrolière et de réservoir souterrain sur le reste du territoire sans y investir, privant possiblement l'État de revenus supplémentaires d'exploitation et des connaissances nécessaires à la poursuite du développement de la ressource gazière.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'il y aurait lieu de réviser à la hausse les montants des travaux obligatoires sur le territoire qui fait l'objet d'un permis de recherche et de ne pas autoriser le transfert du permis à un tiers, de façon à ce que les entreprises ne puissent désormais obtenir de permis que par la voie de l'enchère.*

La fiscalité

La commission d'enquête examine ici les revenus fiscaux de l'exploitation du gaz de shale sous l'angle du principe « équité et solidarité sociales ». Ce principe veut que l'on paie sa juste part pour l'utilisation des services gouvernementaux et que la richesse soit redistribuée par l'entremise de la fiscalité.

La fiscalité québécoise

Un résumé de la fiscalité québécoise sur le pétrole et le gaz naturel est disponible sur le site Web[1] du ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Outre le fait que les dépenses d'exploration sont entièrement déductibles d'impôt au fédéral et au provincial[2], il existe au Québec un crédit d'impôt pour l'exploration des ressources naturelles. Celui-ci est de 35 % des dépenses admissibles attribuables à l'exploration, pour un non-exploitant et de 15 % pour un exploitant. Quant aux dépenses d'exploitation, elles sont soit déductibles (salaires, frais), soit amortissables (équipement).

Le taux d'imposition sur le revenu net des entreprises est de 11,9 % au Québec, en plus d'une taxe sur la masse salariale variant de 2,7 à 4,26 %. Ce taux est de 16,5 % au fédéral[3] au 1er janvier 2011 et sera réduit à 15 % au 1er janvier 2012 (DB51, p. 7).

1. [En ligne (15 décembre 2010) : www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/petrole-gaz/petrole-gaz-fiscalite.jsp#actions].
2. Ministère des Finances Canada [en ligne (15 décembre 2010) : www.fin.gc.ca/activty/pubs/rsc_1-fra.asp].
3. Ressources naturelles Canada [en ligne (15 décembre 2010) : www.nrcan-rncan.gc.ca/mms-smm/busi-indu/mtr-rdm/tsr-tsp-fra.htm].

Puisqu'il est difficile de prévoir les marges bénéficiaires des entreprises gazières, le ministère des Finances n'a pas fait de prévision de recettes fiscales selon le scénario d'exploration et d'exploitation qu'il a retenu. L'Association pétrolière et gazière du Québec a de son côté produit des scénarios de retombées fiscales selon le salaire des éventuels travailleurs, mais n'a pas non plus établi de projection de recettes à partir de l'impôt des sociétés (DB35, p. 2, 39, 40, 46 et 47). Pour les revenus fiscaux et de taxation des travailleurs de l'industrie gazière, l'Association estime qu'ils dépendraient du nombre d'emplois créés et qu'ils pourraient varier vers 2025 de 120 000 000 $ par année à 240 000 000 $, selon le scénario (*ibid.*, p. 49 et 66).

Dans un autre ordre d'idées, tant au Québec qu'au fédéral, exploration signifie : « Dans le cas du secteur du pétrole et du gaz naturel, ils incluent certains coûts incorporels [expertises, sondages, relevés] engagés dans le but de déterminer l'existence, la localisation, l'étendue ou la qualité d'un gisement de pétrole brut ou de gaz naturel inconnu jusqu'alors ». En audience publique, il n'est pas apparu clair à quel moment l'exploration gazière se termine et quand l'exploitation d'un gisement débute, ou si les deux se chevauchent au fil du développement des puits, même si l'exploitation a débuté dans le gisement gazier :

> Monsieur le président, la phase exploitation débute lorsque les forages ont été effectués, les puits ont été complétés [y compris la fracturation hydraulique], les puits ont été bien évalués et qu'il y a une démonstration à l'effet que les puits peuvent être économiquement rentables s'ils sont exploités et que la compagnie fait une demande de bail d'exploitation.
>
> Donc, à partir du moment où il y a un bail qui est délivré, que la substance est extraite et qu'elle est vendue et qu'il y a une redevance, nous parlons d'exploitation. Tout ce qui se passe avant ça, c'est la phase exploration.
>
> (M. Jean-Yves Laliberté, DT11, p. 60)

Le ministère des Finances a expliqué qu'un puits pourrait rapporter, selon sa capacité de production, de 6 000 000 $ à 18 000 000 $ en revenus bruts de la vente du gaz naturel produit au cours de son exploitation alors que le coût du forage et de la fracturation hydraulique dépasserait les 4 000 000 $ (M. Jean-François Lamarre, DT9, p. 19 à 21). Par ailleurs, la seule fracturation peut représenter 50 % des dépenses pour mettre un puits en production. Comme les dépenses d'exploration donnent droit à un crédit d'impôt d'au moins 15 % en sus de la déductibilité des dépenses, il peut y avoir un intérêt économique pour les entreprises d'inclure certains coûts de complétion des puits forés pour exploiter un gisement gazier comme dépense d'exploration, même lorsque le champ a commencé à produire, privant ainsi le gouvernement du Québec de revenus. Il est à souligner que la fracturation hydraulique, bien que connue depuis quelques décennies, est une activité pétrolière ou gazière récente en Amérique du Nord et qu'elle n'est utilisée au Québec que depuis quelques années.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que, lorsqu'un bail d'exploitation est émis par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune pour un gisement gazier, le forage des puits subséquents dans ce gisement devrait être considéré comme une activité d'exploitation et non d'exploration.*

Par ailleurs, il faut souligner que les consommateurs québécois de gaz naturel[1] ont à contribuer au Fonds vert mis en place avec la mise en vigueur de la *Loi sur le développement durable* en 2006. La contribution est fixée à 0,851 ¢/m^3. Sont toutefois exemptés les clients qui utilisent du biogaz ou du gaz naturel à des fins pétrochimiques sans combustion. L'objet du Fonds est de financer divers programmes et mesures mis en place par le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs afin de favoriser le développement durable ou d'apporter un soutien financier aux municipalités et aux groupes travaillant dans le domaine de l'environnement.

Les taxes municipales

Selon le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire, l'équipement d'extraction et de traitement du gaz naturel ne peut pas généralement être porté au rôle d'évaluation foncière. Par contre, l'article 41.1.0.1 de la *Loi sur la fiscalité municipale* (L.R.Q., c. F-2.1) prévoit que les gazoducs sont inscrits au rôle au nom de leur propriétaire. Cet article prévoit aussi que la valeur du terrain, qui appartient habituellement à un autre propriétaire que celui du gazoduc installé en servitude, est réduite en proportion de la perte de jouissance que subit la parcelle et qui diffère selon les usages (agricole, forestier, etc.). L'article 66 de la Loi précise que les constructions qui font partie d'un réseau de distribution de gaz appartenant à un tiers, tel que Gaz Métro, ne sont pas portables au rôle. Celles-ci sont néanmoins taxées directement par l'État au moyen de la taxe sur les services publics[2]. Il est à noter qu'une conduite de collecte vise une commercialisation du gaz naturel vers les marchés et elle n'est pas mentionnée dans les exemptions de la Loi.

Les bâtiments nécessaires à l'exploration ou à l'exploitation du gaz naturel et abritant le personnel et l'équipement, qu'ils aient un caractère temporaire ou permanent, sont taxables[3]. Il appartiendrait aux évaluateurs municipaux de vérifier le caractère d'immobilisation que possèdent de tels immeubles au sens de la Loi afin d'évaluer

1. Gaz Métro [en ligne (21 janvier 2011) : www.gazmetro.com/data/media/ConditionsserviceTarif_Fr.pdf].
2. Revenu Québec [en ligne (3 février 2011) : www.revenu.gouv.qc.ca/fr/travailleur_autonome/affaires/premieres_demarches/inscription/fisc_munic.aspx].
3. Au sujet des pipelines sur son territoire, la Ville de Laval a déjà expliqué en 2006, lors du projet de construction de l'oléoduc Pipeline Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est, comment elle évaluait leur valeur foncière à des fins de taxation (voir réponse DQ26.1, rapport du BAPE 243).

s'ils doivent être inscrits ou non au rôle. Par ailleurs, les réservoirs d'eau douce, les réservoirs servant à recueillir les eaux usées et les boues et, enfin, les réservoirs utilisés pour stocker le gaz sont généralement taxables. Les biens immobiliers mentionnés précédemment sont portés au rôle au nom du propriétaire du terrain. Dans de tels cas, le Ministère estime que l'entente de gré à gré intervenue entre l'exploitant et le propriétaire pourrait prévoir une clause voulant que la taxation relative aux immeubles appartenant à la compagnie gazière soit sous la responsabilité de cette dernière (DQ23.1).

- *La commission d'enquête constate que les municipalités locales comptant des installations d'exploitation de gaz naturel sur leur territoire retireraient des revenus fonciers en autant que l'équipement de collecte du gaz naturel soit porté au rôle d'évaluation.*

Le Fonds des générations

Lors de l'audience publique, certains, dont la Chambre de commerce régionale de Chaudière-Appalaches, ont exprimé le souhait que l'exploitation des ressources naturelles non renouvelables assure non seulement à la génération actuelle des retombées économiques substantielles, mais que ce soit également le cas pour les générations futures, comme l'a suggéré l'OCDE (2008).

Par exemple, le *Government Pension Fund* – Global[1] de la Norvège, mieux connu sous l'ancien nom de *Government Petroleum Fund*, a été établi en 1984 selon le principe suivant : les revenus de l'État provenant des ressources pétrolières et gazières sont échangés pour des véhicules financiers qui assureront des acquis aux générations futures[2]. Le Fonds peut néanmoins être utilisé pour financer certaines dépenses publiques. En date du 1er février 2011, ce fonds atteignait une valeur[3] de 500 milliards de dollars américains.

Du côté de l'Alberta[4], l'*Alberta Heritage Savings Fund* a été créé pour mettre de côté une partie des revenus gouvernementaux tirés de l'exploitation des ressources non renouvelables. Le Fonds génère aujourd'hui des revenus qui sont alloués à certains programmes gouvernementaux prioritaires dans les domaines de la santé et de

1. [En ligne (4 février 2011) : www.ssb.no/off_finans_en] et [en ligne (4 février 2011) : www.ssb.no/off_finans_en/read_more.html].
2. [En ligne (2 février 2011) : www.canada.com/story_print.html?id=3eee7692-6b32-45b9-aa79-69078dd10673&sponsor].
3. [En ligne (2 février 2011) : norwaypost.no/news/norways-oil-fund-with-8-10-pct-return.html].
4. Gouvernement de l'Alberta [en ligne (4 février 2011) : www.finance.alberta.ca/business/ahstf/faqs.html].

l'éducation. La valeur du Fonds[1] atteignait près de 15 milliards de dollars au 30 septembre 2010.

Le Québec s'est muni en 2006 du Fonds des générations pour des raisons semblables[2]. Bien qu'il soit comptabilisé de façon séparée, ce fonds vise exclusivement à rembourser la dette du Québec et actuellement, il est principalement financé par une partie des redevances hydroélectriques versées par Hydro-Québec et les producteurs privés[3].

- ***Avis** – En vertu du principe « équité et solidarité sociales », la commission d'enquête est d'avis que le ministère des Finances devrait profiter de l'opportunité offerte par le développement de l'exploitation du gaz de shale, une ressource non renouvable, pour étendre le financement du Fonds des générations, en y incluant le versement de sommes provenant des redevances perçues de cette exploitation, et ce, pour le bénéfice des générations futures.*

La création d'emplois

Comme il a été déjà mentionné, la majeure partie des équipes spécialisées dans les opérations de forage et de fracturation hydraulique viennent actuellement de l'extérieur du Québec. À titre d'information, la Colombie-Britannique rapportait[4] en octobre dernier que son secteur pétrolier et gazier soutenait environ 111 700 emplois directs, indirects et induits en 2008 (4,8 % des emplois de la province) pour une production de 1 000 milliards de pi^3 de gaz naturel par année (cinq fois la consommation du Québec) et une production plus modeste de 1 793 975 m^3 (11 477 987 barils) de pétrole[5]. En Pennsylvanie, environ 44 000 emplois seraient soutenus par l'activité gazière dans le shale de Marcellus, selon une étude réalisée par des chercheurs de la Pennsylvania State University (Timothy Considine et *al.*, 2010).

1. *Ibid.* [en ligne (4 février 2011) : www.finance.alberta.ca/business/ahstf/quarterly-reports/2010-2ndq/report.pdf].
2. Ministère des Finances [en ligne (4 février 2011) : www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2006-2007/fonds_generations.asp].
3. *Ibid.* [en ligne (4 février 2011) : www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2010-2011/fr/documents/DiscoursBudget.pdf].
4. Gouvernement de la Colombie-Britannique [en ligne (15 décembre 2010) : www.mediaroom.gov.bc.ca/Download.axd?objectId=779].
5. Office national de l'énergie [en ligne (15 décembre 2010) : www.neb.gc.ca/clf-nsi/rmrgynfrmtn/sttstc/crdlndptrlmprdct/2010/stmtdprdtncdncrdlqvlnt2010.xls].

Les projections d'emplois

Le scénario de base de forage et d'exploitation du gaz naturel (150 puits/an et 150 milliards de pi^3 par année) établi par l'Association pétrolière et gazière du Québec soutiendrait à terme environ 5 000 emplois directs et indirects au Québec, tandis que le scénario optimiste (600 puits/an et 650 milliards de pi^3 par année) en soutiendrait près de 19 000 (DB35, p. 35 et 60).

De son côté, le ministère des Finances estime, sur la base de son scénario (250 puits/an et 387 milliards de pi^3 par année), que quelque 7 625 emplois directs et indirects seraient soutenus, sans compter les emplois induits. Un emploi est induit par les dépenses des personnes qui ont les emplois directs ou indirects. Le Ministère s'appuie sur les retombées économiques et la création d'emplois observée dans le secteur minier pour établir sa projection (DB51, p. 10). L'Association a utilisé le modèle intersectoriel développé par l'Institut de la statistique du Québec qui a précisé en audience publique que ce modèle n'évalue pas la création des emplois induits (M. Sébastien Gagnon, DT9, p. 66 à 68).

- *La commission d'enquête constate que les scénarios de création d'emplois produits par l'Association pétrolière et gazière du Québec et le ministère des Finances sont prudents en les comparant aux évaluations faites en Colombie-Britannique et en Pennsylvanie.*

Le besoin en personnel spécialisé et en entreprises

L'Association pétrolière et gazière du Québec a produit un tableau des diverses disciplines professionnelles et universitaires recherchées par l'industrie de l'exploration et de l'exploitation gazière, tant pour les opérations de terrain que pour la logistique ou l'administration (DB55). Il appert que plusieurs catégories d'emplois, telles que les administrateurs, les spécialistes en sécurité ou les électriciens, existent déjà au Québec. L'Association a confirmé à cet effet que ses membres recourent principalement à la sous-traitance pour leurs travaux d'exploration. Pour les travaux généraux tels le terrassement et le forage, elle affirme embaucher des entrepreneurs locaux, mais pour ceux plus spécialisés, comme la diagraphie, le carottage et la fracturation hydraulique, elle doit recourir à des firmes de l'extérieur. Avec le développement des activités, l'Association croit que des entreprises spécialisées se créeront ou que des firmes extérieures viendront s'établir au Québec (DB35, p. 38).

L'Association estime que le rythme actuel plutôt lent de développement de l'industrie gazière au Québec donne du temps pour former le personnel spécialisé. Par ailleurs, elle souligne que les entreprises d'exploration ont tout à gagner à embaucher une main-d'œuvre locale plutôt que de faire venir des travailleurs de l'extérieur qui sont

loin de leur domicile, d'autant plus qu'il y a des bassins potentiels de main-d'œuvre à proximité des zones d'exploration (M. Scott Sobie, DT9, p. 68 à 70 ; M. Daniel Denis, p. 83 et 84). À titre indicatif, le taux de chômage dans les trois régions visées par le mandat du BAPE oscillait entre 4,5 et 7,6 % au quatrième trimestre[1] de 2010, tandis que le taux d'activité allait de 62,4 à 68,7 % pour une population totale d'environ 2 000 000. Compte tenu de l'important bassin de population, cela laisse à penser que des personnes à la recherche d'un emploi sont disponibles dans ces régions. Le taux moyen de chômage pour le Québec était, pour la même période, de 7,8 % et le taux moyen d'activité de 65,4 %. Par comparaison, le taux de chômage en Alberta[2] était de 6,5 % et le taux d'activité, de 73 %, montrant ainsi que la proportion de personnes travaillant en Alberta est sensiblement plus élevée qu'au Québec.

Pour la formation des ingénieurs, il semble que les universités québécoises soient prêtes à adapter leurs programmes pour l'exploration et l'exploitation gazière et que certains ingénieurs formés au Québec travaillent actuellement dans le domaine (M. Michel Malo, DT5, p. 83 et 84).

Par ailleurs, le Cégep de Thetford Mines a présenté en audience publique son intérêt à donner une formation spécialisée dans certains domaines de l'exploration et l'exploitation gazière. L'institution d'enseignement estime que la création locale d'emplois spécialisés est une condition nécessaire pour que le Québec reçoive des retombées économiques significatives de cette industrie (DM125, p. 8 et 9). Elle ne s'estime toutefois pas en mesure à l'heure actuelle d'orienter éventuellement les étudiants dans une carrière dans le domaine gazier car, selon elle, il faut connaître le potentiel d'activité des prochaines années et le moment où la main-d'œuvre serait nécessaire. Elle ajoute que avec plus de 70 professions spécialisées pour cette seule industrie, il faut implanter ou adapter des programmes de formation spécialisés, ce qui nécessite des experts pour enseigner et des investissements dans la formation. Enfin, elle estime qu'il faut d'abord voir apparaître au Québec une industrie diversifiée de sous-traitance qui est prête à embaucher les finissants.

Toutefois, la formation des employés spécialisés aux niveaux technique et universitaire requiert quelques années. Ainsi, il faut attendre avant que du personnel spécialisé dans les activités gazières et formé au Québec ne soit embauché à temps plein par des entreprises et par le gouvernement. Lors de sa visite de terrain en

1. Institut de la statistique du Québec : [en ligne (20 janvier 2011) : www.stat.gouv.qc.ca/donstat/societe/march_travl_remnr/parnt_etudn_march_travl/pop_active/stat_reg/ra_taux_trim.htm#Centre_Quebec].
2. Statistique Canada [en ligne (20 janvier 2011) : www40.statcan.gc.ca/l02/cst01/LABOR07c-fra.htm].

Pennsylvanie, la commission d'enquête a observé qu'une part du personnel principal de forage venait de l'extérieur de l'État, notamment de l'Alberta et de la Louisiane.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'advenant un développement gazier significatif dans les prochaines années il y aurait lieu que l'Association pétrolière et gazière du Québec et le ministère du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation se concertent afin de repérer puis d'inciter les entreprises québécoises qui seraient en mesure de développer une expertise et d'offrir leurs services à le faire.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'il y aurait également lieu d'inciter des entreprises de l'extérieur à apporter une expertise spécialisée en exploration et en exploitation gazière au Québec. Le ministère de l'Éducation, du Loisir et du Sport devrait également être associé à la démarche afin de maximaliser le développement d'une formation spécialisée, tant technique qu'universitaire, afin de favoriser l'embauche locale.*

- ***Avis** – La commission d'enquête juge pertinent que les ministères du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation et des Ressources naturelles et de la Faune publient un bilan annuel de cette industrie quant aux retombées économiques et d'emplois et qu'il y indiquent les initiatives entreprises pour maximaliser ces retombées au Québec.*

La restauration des sites

Au Québec, l'entreprise est responsable tant et aussi longtemps que le puits n'est pas définitivement fermé, abandonné, et enregistré au Bureau de publicité des droits. À partir de ce moment-là, la responsabilité du puits revient au ministère des Ressources naturelles et de la Faune (M. Jean-Yves Laliberté, DT2, p. 27). Dans plusieurs autres régions, dont l'Alberta (DM148, p. 70), le propriétaire demeure toujours responsable des risques résiduels, soient ceux qui peuvent survenir après la fermeture. Les provinces et les États américains examinés par la commission d'enquête ayant une industrie active d'extraction d'hydrocarbures sur leur territoire possèdent souvent un ou des fonds servant à gérer des sites gaziers ou pétroliers dits orphelins, à savoir qui n'ont plus de propriétaire ou de responsable connu ou solvable. Les entreprises d'exploration et d'exploitation sont alors mises à contribution par l'entremise de frais liés aux demandes d'autorisation de forage ou par une redevance particulière sur la production gazière ou pétrolière. Bien qu'une entreprise puisse demeurer responsable de toute contamination, même 50 ans après que son puits a été fermé, le risque qu'elle ne soit plus en activité justifie aux yeux de l'État de la Pennsylvanie l'existence

de tels fonds. Cet état possède des milliers de puits orphelins dont certains ont été abandonnés depuis plus d'un siècle (M. Eugene Pine, DT10, p. 22 à 24).

Dans le cas du Québec, ce fonds n'existe pas. La *Loi sur les mines* exige d'un détenteur de permis de forage qu'il donne une garantie d'exécution minimale de 5 000 $ et maximale de 150 000 $, calculé au *pro rata* de 10 % de la valeur des travaux de forage qu'il prévoit. Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune a indiqué que cette garantie est exigée par le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains jusqu'à ce que le détenteur obtienne une attestation du ministère à l'effet que son puits a été fermé définitivement. Si un problème environnemental ou de sécurité survient après cette fermeture, le Ministère n'a alors pas de recours contre l'ancien détenteur s'il a cessé ses activités (M. Jean-Yves Laliberté, DT2, p. 88 et 89).

- *La commission constate que la responsabilité environnementale du détenteur du permis de recherche de pétrole, de gaz naturel ou de réservoir souterrain ne s'étend pas au-delà de la date de fermeture officielle du puits.*

- ***Avis** – Tout en souscrivant au principe qu'une entreprise doit demeurer responsable à perpétuité pour toute contamination de terrain et de nappe phréatique, la commission d'enquête est d'avis que la création d'un fonds financé par l'industrie est pertinent selon les principes* équité et solidarité sociales *et* pollueur payeur. *Ce fonds couvrirait les coûts de restauration de sites de puits abandonnés ou fermés par un propriétaire insolvable ou qui n'est plus en activité et faisant face à des problèmes de contamination de l'air, des terrains ou de l'eau à long terme.*

Il est important de mentionner que le passif environnemental orphelin est comptabilisé monétairement, depuis quelques années dans les comptes publics du gouvernement du Québec, en matière de réhabilitation future de terrains contaminés identifiés comme tels[1]. Celui-ci était évalué à 931 000 000 $ au 31 mars 2009. Ces coûts de décontamination et de restauration devront alors éventuellement être assumés par le gouvernement.

Par ailleurs, dans son rapport soumis à l'Assemblée nationale pour l'année 2008-2009 concernant les interventions gouvernementales dans le secteur minier, le Vérificateur général du Québec recommandait au ministère des Ressources naturelles et de la Faune de se munir de mécanismes permettant de s'assurer du respect du dépôt des plans de réaménagement et de restauration, et de leur révision (2009, p. 2-19 à 2-21).

1. Ministère des Finances [en ligne (10 novembre 2010) : www.finances.gouv.qc.ca/documents/Comptespublics/fr/CPTFR_vol1-2008-2009.pdf] p. 111.

Le Vérificateur a également constaté des lacunes quant à la valeur de la garantie financière exigée des entreprises minières pour éviter au gouvernement d'avoir à payer d'éventuels coûts associés à l'abandon d'un site minier et recommandait au ministère des Ressources naturelles et de la Faune (Vérificateur général du Québec, 2009, p. 2-21 à 2-24) :

- de réévaluer la suffisance de la garantie actuellement exigée afin de protéger adéquatement l'État contre le risque de devoir supporter des coûts supplémentaires dans l'avenir ;
- de se donner des moyens de contrôle permettant d'apprécier la plausibilité de l'état des réserves divulguées dans le plan de réaménagement et de restauration déposé ;
- d'améliorer le processus de suivi des versements de la garantie par les compagnies afin de s'assurer du respect de la réglementation.

- *La commission d'enquête constate que le Vérificateur général du Québec a observé des lacunes quant à la valeur de la garantie financière exigée et au suivi des versements pour assurer l'exécution des travaux prévus pour le réaménagement et la restauration des sites miniers.*

Il appert que la situation décrite par le Vérificateur général pour l'exploitation minière peut s'appliquer à l'industrie du gaz de shale. Ainsi, selon cette approche une garantie devrait être imposée pour couvrir non seulement les coûts de fermeture des puits, mais plutôt 100 % des coûts des travaux de restauration à réaliser, incluant le démantèlement des infrastructures gazières, la réhabilitation des sols contaminés et les divers suivis environnementaux d'un site.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'une garantie financière pour les travaux de restauration des sites d'exploration ou d'exploitation gazière devrait être versée, par les entreprises, selon un calendrier permettant de couvrir à tout moment la totalité des coûts afférents de manière à s'assurer que l'État ne supporte aucun risque financier ni environnemental.*

L'utilisateur payeur

Le concept d'utilisateur payeur est regardé dans la présente section. À titre indicatif, l'article 4 de la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection* (L.R.Q., c. C-6.2) indique que le concept d'utilisateur payeur englobe le principe pollueur payeur.

Le ministère des Finances a précisé que le gouvernement du Québec envisage de verser une partie des redevances gazières aux municipalités concernées par l'usure prématurée ou intensive de leurs infrastructures variées (routes notamment) causée par les opérations gazières. Le Ministère n'a toutefois pas confirmé de quelle façon cette compensation serait prélevée, soit à même les redevances ou bien perçue séparément tout en ajustant à la baisse le taux de redevances (M. Luc Monty, DT9, p. 13 et 46).

Une majorité d'États aux États-Unis imposent une taxe (Niyazi Ozpehriz, 2010) à l'extraction des ressources naturelles non renouvelables (severance tax) distincte de toute redevance perceptible. Une vingtaine d'États imposeraient une telle taxe spécifiquement pour l'exploitation du gaz naturel. Ces taxes sont administrées de façon variable d'un État à l'autre, servent à diverses fins, et les revenus réels fluctuent d'une année à l'autre car ils dépendent des quantités extraites et de la valeur unitaire de la ressource. Plus particulièrement, la Pennsylvanie[1] envisage l'imposition de ce type de taxe tant pour l'exploitation gazière en terre privée que pour celle en terre publique afin, entre autres, de compenser les municipalités pour l'usure prématurée de leur réseau routier causé par le trafic lourd. Une partie de cette taxe serait également versée dans un fonds environnemental (M. Luc Monty, DT9, p. 14 et 15).

Le traitement adéquat des nuisances, en les évitant ou en les atténuant, est incontournable. Par contre, sauf pour les cas où l'activité de l'industrie du gaz de shale se fait directement sur le terrain d'un individu ou d'une organisation, il est difficile de prévoir des compensations particulières à des individus ou des organismes. Des communautés pourraient par contre subir des inconvénients qui demeurent significatifs afin de permettre l'exploitation de la ressource gazière. Une approche qui permettrait aux communautés directement touchées de recevoir une forme de compensation pouvant être utilisée selon les priorités qu'elles auraient déterminées en lien avec l'activité gazière pourrait favoriser une meilleure acceptabilité sociale.

Au Canada ainsi qu'aux États-Unis, les pourcentages de redevances varient beaucoup et des taxes à l'extraction des ressources pétrolières et gazières sont fréquemment imposées. Au Québec, le gouvernement pourrait revoir le régime de redevances en évaluant tout d'abord celles qu'il juge raisonnables pour l'ensemble du Québec (actuellement situé à entre 10 et 12,5 %), puis ajouter un pourcentage qui serait retourné aux communautés directement touchées par les diverses activités gazières. Le montant supplémentaire devrait être suffisant et négocié par le gouvernement avec les communautés intéressées.

1. État de la Pennsylvanie [en ligne (17 décembre 2010) : www.portal.state.pa.us].

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le gouvernement du Québec devrait instaurer un régime de redevances lui assurant des revenus substantiels de l'exploitation de la ressource gazière, tout en compensant les communautés pour les inconvénients causés par l'industrie sur leur territoire. Un tel mécanisme, distinct des redevances perçues par le gouvernement du Québec, permettrait de refléter les coûts réels en vertu du concept d'utilisateur payeur.*

La valeur des résidences situées à proximité de sites gaziers

Au sujet de la possibilité d'une baisse de la valeur foncière de résidences situées dans le voisinage d'activités d'exploration et d'exploitation du gaz naturel à cause des inconvénients que pourrait engendrer l'industrie gazière ou bien de la perception négative des risques que cette industrie pourrait poser, la commission d'enquête n'a pu mettre la main sur des études confirmant ou infirmant celle-ci. Ni le ministère des Ressources naturelles et de la Faune ni celui des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire n'ont été en mesure de fournir des précisions à ce sujet. Le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire a cependant soutenu que l'exploitation du gisement gazier de Saint-Flavien pendant plusieurs années et sa convertion en un réservoir souterrain de gaz naturel n'auraient pas entraîné une dévaluation des propriétés voisines (M. Jean-Yves Laliberté et M[me] Claudine Beaudoin, DT7, p. 50, 51 et 54).

Il est néanmoins concevable que des résidences principales ou secondaires qui subiraient de façon prolongée des inconvénients (bruit, visibilité des opérations) causés par les activités d'exploitation du gaz naturel, sans tirer un revenu de location de cette exploitation, puissent subir une baisse de leur valeur foncière. À cet égard, le principe « équité et solidarité sociales » au regard des actions de développement doit être considéré. Ce risque peut toutefois être minimisé si l'intégration de l'industrie dans le milieu se fait de façon respectueuse et si les mesures de prévention et de planification intégrée avancées dans les chapitres précédents du rapport sont adoptées.

- ***Avis** – La commission d'enquête estime que le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire devrait assurer un suivi à long terme sur la valeur marchande des résidences situées à proximité des éventuels sites d'exploitation du gaz de shale au Québec.*

PARTIE 3

Les orientations

La première partie du rapport a décrit la situation de l'industrie du gaz de shale au Québec et résume les préoccupations et les opinions des participants à l'audience publique. Quant à la deuxième partie, elle a constitué l'analyse de la commission d'enquête sur divers enjeux biophysiques, humains et économiques. La présente partie, la troisième du rapport, expose des propositions d'orientations qui assureraient, pour les volets d'exploration, d'exploitation et de collecte de gaz naturel, le développement sécuritaire de l'industrie dans le respect du développement durable. Toutes ces propositions visent à favoriser une cohabitation harmonieuse des activités de l'industrie avec les populations concernées, l'environnement et les autres secteurs d'activité présents sur le territoire.

Certains sujets en relation avec le mandat donné au BAPE par le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs n'ont pas été analysés et la commission n'a donc pas pris position sur ceux-ci. Néanmoins, le thème qui a fait l'objet de nombreuses prises de position par les participants, et qui se sont parfois opposées, est celui du rôle du gaz naturel au Québec, à savoir la place qu'il devrait avoir dans le bilan énergétique. À cet effet, le gaz naturel est généralement vu comme étant essentiellement utilisé à des fins de chauffage des bâtiments (résidences, commerce et industrie) ou de l'eau et pour produire de l'électricité à partir de centrales de cogénération. Il est par contre aussi utilisé ici et ailleurs en Amérique du Nord pour produire des plastiques ainsi que pour la métallurgie telle la fabrication de l'acier.

Plusieurs ont souligné que le développement intensif de la production de gaz de shale en Amérique du Nord a augmenté l'offre en gaz naturel et a réduit le prix de la ressource. Certains estiment qu'il constituerait donc une occasion pour réduire la consommation de charbon et de pétrole à des fins de chauffage et de production d'électricité. Quelques-uns ont exposé la possibilité qu'il remplace l'essence et le diesel dans certains véhicules automobiles. D'autre jugent plutôt que son bas prix actuel et projeté génère une compétition indue pour certaines énergies renouvelables. Ces sources d'énergie pourraient alors se développer plus difficilement, n'étant pas viables économiquement en raison des faibles prix de l'électricité. Ces deux positions visent toutefois la même finalité : réduire les émissions de carbone dans l'atmosphère.

Cet enjeu apparaît particulièrement important car il pourrait modifier notre façon de consommer du gaz naturel. Le rôle futur du gaz naturel au Québec mérite d'être clarifié par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, de même que les conséquences de la disponibilité accrue en gaz de shale en Amérique du Nord sur le développement des énergies renouvelables au Québec.

Le développement de l'industrie du gaz de shale offre un potentiel économique intéressant et pourrait réduire nos importations de gaz naturel. Toutefois, l'implantation de ce secteur industriel, en plus de s'étendre sur un grand territoire occupé situé au sud du Québec, peut avoir des répercussions sur la qualité de vie des citoyens et sur la qualité de l'environnement. Le manque de connaissances et d'expériences a été soulevé à plusieurs reprises par les citoyens et a été constaté par la commission d'enquête.

La commission s'appuie sur la *Stratégie gouvernementale de développement durable 2008-2013* qui vise à mieux intégrer ce développement dans les politiques, les programmes et les actions du gouvernement pour assurer la cohérence de ses actions. De façon particulière, la stratégie repose sur trois enjeux. Pour l'enjeu « développer la connaissance », la commission suggère la mise en œuvre d'une évaluation environnementale stratégique. Pour « favoriser l'engagement », elle propose la mise en place d'un mécanisme de concertation. Finalement, en ce qui a trait à « promouvoir l'action responsable », elle soumet une ébauche d'encadrement.

La *Loi sur le développement durable* prévoit que les citoyens ont droit à un milieu de vie de qualité et sécuritaire. L'encadrement proposé devrait refléter leurs préoccupations ainsi que celles de leurs représentants au niveau local et régional. L'acceptabilité sociale concerne l'établissement par les entreprises d'une relation de bon voisinage avec les communautés d'accueil et soulève la question de la participation des collectivités au processus de planification et de prise de décision. Les activités humaines devraient être respectueuses de la capacité de support des écosystèmes et en assurer la pérennité. Toutes ces activités devraient maintenir l'équilibre entre les besoins de développement et la conservation de la qualité de l'eau, la qualité de l'air, la protection des sols et la biodiversité, et éviter de dépasser le seuil au-delà duquel les fonctions et l'équilibre d'un milieu seraient irrémédiablement altérés.

L'exploitation du gaz de shale devrait renforcer la sécurité des approvisionnements en énergie, rendre accessible la ressource au juste prix et servir de levier de développement économique. L'encadrement proposé devrait permettre à l'industrie d'être performante et d'établir des redevances optimales fixées en équilibre avec une entrée de fonds substantielle à l'État et tout en assurant la capacité de payer de l'industrie. Par ailleurs, les mesures proposées par la commission visent à responsabiliser l'industrie du gaz de shale et à favoriser les meilleures pratiques. Cela suppose que les entreprises doivent être responsables de leurs actions, qu'elles effectuent des suivis et soient tenues de rendre des comptes.

Chapitre 12 L'évaluation environnementale stratégique

Le présent chapitre traite de la réalisation d'une évaluation environnementale stratégique qui viserait à répondre aux principales questions relativement aux impacts potentiels du développement d'une exploitation de la ressource gazière au Québec, une démarche que la commission d'enquête considère comme essentielle à mettre en place par le gouvernement du Québec.

L'évaluation environnementale stratégique est un processus d'évaluation et d'examen des impacts appliqué aux politiques, plans et programmes gouvernementaux ou à toute autre initiative localisée en amont des projets (Pierre André et *al.*, 2003). Elle vise à obtenir une vue d'ensemble des effets potentiels que plusieurs projets similaires pourraient avoir. L'évaluation environnementale stratégique permet donc d'aborder tôt dans la planification une activité nouvelle, ou le devenir d'une activité existante, les considérations environnementales, de santé, sociales et économiques. Il s'agit en l'occurrence d'établir d'abord la portée de l'étude afin de bien orienter les besoins de recherche et d'analyse.

Une étude environnementale stratégique doit se réaliser avec les meilleures données scientifiques et s'appuyer sur des sources vérifiables d'information. Cette étude est réalisée d'une façon transparente et selon les règles de l'art. Une évaluation environnementale stratégique comporte habituellement une revue de la littérature scientifique sur le sujet traité, un portrait biophysique, humain et économique des régions concernées, des diagnostics et des constats si l'activité est existante. Elle comporte également des études de terrain ou des projets pilotes. Elle comprend l'analyse des impacts potentiels, des effets cumulatifs appréhendés, des retombées éventuelles des projets. Elle détermine des mesures d'atténuation ou de maximalisation. Des consultations publiques peuvent être faites à diverses étapes.

Bien que l'évaluation environnementale stratégique vise à concilier la protection de l'environnement et du milieu humain avec le principe « efficacité économique », son élaboration requiert l'application de deux autres principes pour garantir son succès, soit « accès au savoir » et « participation et engagement ». Une participation effective et efficace des citoyens suppose une information factuelle qui leur est accessible. Les conclusions de l'évaluation environnementale stratégique servent alors à fixer les conditions de réalisation des activités pouvant même mener à leur interdiction. Par exemple, l'évaluation environnementale stratégique couvrant l'estuaire du Saint-Laurent a amené le gouvernement à y interdire l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, sans attendre l'étape de la consultation publique.

Par ailleurs, dans l'est du Canada, l'exploitation des hydrocarbures en mer a donné lieu à des évaluations environnementales stratégiques en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve-et-Labrador avant les appels d'offres publics pour la cession des droits d'exploration. Au Québec, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune a fait réaliser deux évaluations environnementales stratégiques similaires pour le bassin sédimentaire de l'estuaire maritime du Saint-Laurent et les trois bassins sédimentaires du golfe.

Dans les chapitres précédents, il a été montré que l'industrie du gaz de shale au Québec en est à ses débuts et qu'une base solide de connaissances techniques et scientifiques est à construire sur la ressource, notamment en matière de géologie, d'hydrogéologie, de traitement des eaux usées, d'aménagement du territoire ou de cohabitation avec la population. L'évaluation environnementale stratégique se doit donc d'être le plus possible en amont du développement de cette filière énergétique pour lui fournir, s'il y a lieu, les outils essentiels à son encadrement, et cela le plus tôt possible. Il apparaît tout aussi clair que l'acquisition de connaissances est à la base d'une réglementation rédigée dans une perspective de développement durable. Selon une experte, l'industrie du gaz de shale étant multipromoteurs, multisites et multirisques, des études approfondies et une évaluation environnementale stratégique qui tiendrait compte des effets cumulatifs seraient nécessaires en amont de la prise de décision et d'une consultation publique. Ce type d'étude serait aussi une condition pouvant favoriser l'acceptabilité sociale (M^{me} Christiane Gagnon, DT8, p. 13, 41 et 42).

Dans le contexte actuel de l'industrie du gaz de shale au Québec, la réalisation d'une évaluation environnementale stratégique devient un passage obligé tant dans un processus de prise de décision éclairée que pour la recherche d'une meilleure acceptabilité sur le plan social. Cette démarche devrait suivre son cours malgré des pressions de développement pouvant venir d'une augmentation du prix du gaz en Amérique du Nord, lequel est relativement bas pour le moment.

Un comité formé par le gouvernement du Québec et qui réunirait notamment des organismes gouvernementaux, municipaux, universitaires et des entreprises privées favoriserait la mise en commun des connaissances et des expertises sur les systèmes gaziers pour préparer le devis de l'évaluation environnementale stratégique et superviser sa réalisation. Par ailleurs, les diverses données déjà recueillies au cours des travaux d'exploration gazière et de l'exploitation de gisements devraient être accessibles sans délai pour la préparation du devis portant sur l'évaluation environnementale stratégique. La confidentialité prévue à l'article 215 de la *Loi sur les mines* ne devrait pas s'appliquer afin de ne pas retarder sa réalisation. En outre, ce devis devrait s'arrimer à un programme de recherche qui répondrait aux principales préoccupations sociales et de santé et qui comblerait les besoins de connaissances. Étant donné l'importance des enjeux environnementaux, sociaux et économiques, le

financement de ce comité devrait être suffisant pour permettre la réalisation d'études et de travaux qu'il jugerait nécessaires.

En plus d'objectifs établis par le comité au moment de la préparation du devis pour l'évaluation environnementale stratégique, il faudrait atteindre, par l'acquisition de connaissances scientifiques et techniques, les principaux objectifs suivants :

- l'évaluation économique établissant la pertinence socioéconomique de l'exploitation de la ressource gazière et les conditions assurant une maximalisation des revenus pour l'État ;
- l'évaluation des impacts et des risques environnementaux et la définition des seuils d'acceptabilité et des méthodes de mitigation appropriées ;
- la préparation d'une réglementation encadrant l'évaluation environnementale des projets d'exploration et d'exploitation gazière et leur réalisation, applicable à la vallée du Saint-Laurent et, si possible, ailleurs au Québec ;
- l'évaluation de la pertinence de mettre en place des observatoires scientifiques afin d'acquérir en continu des connaissances et d'assurer une mise à jour évolutive de la réglementation.

L'évaluation devrait accorder une attention particulière aux impacts et aux risques pour les eaux souterraines afin de déterminer les conditions environnementales encadrant le développement de l'industrie. Pour évaluer certains des impacts potentiels sur l'environnement et trouver, s'il y a lieu, des solutions aux problèmes, il faudrait réaliser des forages incluant de la fracturation hydraulique.

Le comité préparerait le devis de l'évaluation et proposerait un échéancier. Le devis devrait être soumis à des commentaires du public. Au cours de l'évaluation divers ateliers se tiendraient. Des rapports intérimaires du comité pourraient être rédigés à l'attention du gouvernement pour lui permettre de réviser au besoin la réglementation.

Pour la préparation du devis, le document produit par le New York State Department of Environmenal Conservation (NYSDEC, 2009) représente une approche que le comité pourrait suivre. Les principaux chapitres de ce document portent sur la géologie et la séismicité (*ibid.*, chapitre 4), les activités du développement du gaz naturel et la fracturation hydraulique à haut volume (*ibid.*, chapitre 5), les impacts environnementaux potentiels (*ibid.*, chapitre 6), les méthodes de mitigation (*ibid.*, chapitre 7), le processus d'émission de permis et de coordination réglementaire (*ibid.*, chapitre 8).

En ce qui a trait plus particulièrement à l'eau, le comité pourrait se référer au devis de recherche de l'EPA (2011), lequel s'applique plus directement aux impacts de la fracturation hydraulique sur les eaux souterraines.

Le comité pourrait aussi consulter les mémoires soumis à la commission et qui ont abordé les impacts environnementaux, économiques et sociaux de l'industrie du gaz de shale.

Finalement, en plus de sa propre démarche, le comité devrait considérer les points qui ont été soulignés par l'analyse de la commission.

À la conclusion de l'évaluation environnementale stratégique, le comité présenterait deux documents, soit un premier rapport portant sur l'évaluation environnementale stratégique et un second rapport pouvant servir à élaborer une réglementation environnementale encadrant l'industrie. Ces rapports devraient être soumis à une consultation publique et le comité formulerait ses recommandations finales au gouvernement.

Le comité déterminerait les besoins en travaux de terrain et projets pilotes. Ainsi, tant que l'évaluation serait en cours, la fracturation hydraulique ne serait autorisée que pour les travaux requis par l'évaluation. Les travaux d'exploration pourraient continuer, mais sans l'utilisation de la fracturation hydraulique.

Par ailleurs, lors de la mission réalisée par la commission d'enquête dans l'État de New York au début de décembre 2010, les représentants du Department of Environmental Protection et ceux de l'EPA se sont dits intéressés à collaborer avec le Québec à une telle étude. Il y aurait donc lieu pour le comité d'explorer cette ouverture afin de maximaliser les retombées scientifiques et de partager des expertises.

L'évaluation devrait fournir des réponses aux questions et aux divers enjeux traités par la commission d'enquête dans son rapport. Elle pourrait également aller au-delà de l'exploration, de l'exploitation et de la collecte de ce gaz et couvrir la consommation du gaz naturel du Québec.

La fin de cette évaluation n'empêcherait pas les autorités gouvernementales de poursuivre l'acquisition de connaissances et de données, offrant ainsi une flexibilité aux ministères et organismes concernés pour qu'ils adaptent en continu leur politiques et directives selon les meilleures pratiques.

La commission d'enquête estime que la réalisation de l'évaluation environnementale stratégique est une étape essentielle pour doter le Québec d'une évaluation rigoureuse sur les avantages et les inconvénients de l'exploitation de la ressource gazière.

Chapitre 13 La cohabitation harmonieuse

Le présent chapitre traite de trois éléments que la commission d'enquête considère comme essentiels à mettre en place par le gouvernement du Québec, en complément à l'évaluation environnementale stratégique. Le premier élément consiste en la création de comités régionaux de concertation chargés de superviser les activités de l'industrie du gaz de shale sur le territoire. Le deuxième élément porte sur la tenue obligatoire de consultations préalables auprès des instances gouvernementales et locales lorsqu'une entreprise prévoit réaliser des activités d'exploration ou d'exploitation. Enfin, le troisième concerne le rôle que les municipalités devraient jouer en tant que partenaires du gouvernement du Québec dans l'utilisation du territoire. Toutefois, avant d'aborder ces trois éléments, il importe de décrire l'acceptabilité sociale concernant le développement de l'industrie du gaz de shale.

L'acceptabilité sociale

L'Unité de recherche sur le développement territorial durable et la filière éolienne de l'Université du Québec à Rimouski a défini quatre facteurs constitutifs de l'acceptabilité sociale, soit ceux liés à la filière énergétique, aux caractéristiques particulières du projet et aux impacts, au processus décisionnel et au milieu social d'accueil[1]. Ces facteurs, dont l'importance relative varie en fonction des individus touchés, peuvent s'appliquer au développement de l'industrie du gaz de shale.

En ce qui a trait au premier facteur, de nombreux participants considèrent comme précipité le développement de cette nouvelle filière. Certains réclament l'imposition d'un moratoire, le temps de réaliser des études génériques ou approfondies. Ils pensent que le développement des énergies propres devrait prendre de plus en plus de place. Certains estiment que le développement de la filière gazière en Amérique du Nord abaisserait le prix du gaz et viendrait nuire aux exportations hydroélectriques. L'exploitation par les entreprises privées d'une ressource collective et la perception du peu de redevances versées à l'État par rapport aux revenus de celles-ci font aussi l'objet de critique. Pour d'autres, l'exploitation du gaz de shale doit être examinée en complément d'autres sources d'énergie et du potentiel de substitution d'énergie

1. C. Saucier et *al. Développement territorial et filière éolienne – Des installations éoliennes socialement acceptables : élaboration d'un modèle d'évaluation de projets dans une perspective de développement territorial durable*, Unité de recherche sur le développement territorial durable et la filière éolienne, Université du Québec à Rimouski, 2007, p. 31 à 44.

émettrice de gaz à effet de serre tel le mazout. Ils estiment que la production locale de gaz pourrait contribuer à répondre aux besoins en puissance et en énergie du Québec, et éliminerait les importations provenant de l'Ouest canadien et les coûts de transport, tout en améliorant la fiabilité et la sécurité des approvisionnements. De plus, selon eux, l'exploitation de cette ressource amènerait des retombées économiques, la création d'emplois et l'augmentation de la richesse collective.

Pour ce qui est du deuxième facteur d'acceptabilité sociale, des participants appréhendent les impacts des activités d'exploration et d'exploitation sur le sol, l'eau et le sous-sol. Certains sont préoccupés face aux émissions de gaz à effet de serre, à la pollution de l'air ainsi qu'aux impacts sur les activités et le territoire agricoles et sur les habitats floristiques et fauniques. De plus, les risques technologiques et la perte de quiétude des citoyens ont soulevé des craintes d'autant plus que les activités d'exploration et d'exploitation pourraient avoir lieu à proximité des milieux habités.

Au regard du processus décisionnel, l'exclusion des municipalités et des citoyens aux étapes de la planification et de l'autorisation des projets de forage, combinée au manque d'information indépendante, a fait l'objet de commentaires. Des participants ont déploré l'impuissance des municipalités devant l'industrie. Ils demandent au gouvernement de reconnaître le rôle des MRC et des municipalités locales dans l'aménagement de leur territoire ainsi que celui des élus pour répondre aux préoccupations des citoyens.

Quant au dernier facteur d'acceptabilité sociale, qui fait état des relations et des caractéristiques du milieu social touché par les projets influençant la cohésion sociale, tous s'entendent sur un point : la nécessité d'exercer un contrôle et d'encadrer adéquatement le développement de l'industrie du gaz de shale sur le territoire québécois.

En plus du fait que la participation des collectivités au processus décisionnel constitue un facteur d'acceptabilité sociale des projets[1], celle-ci « est également associée à la transparence, condition de la confiance que les citoyens accordent aux organismes publics et privés[2] ». La société d'exploration Gastem a d'ailleurs indiqué que le développement de l'industrie du gaz de shale devrait se faire en toute transparence et que les entreprises devraient mieux communiquer avec les municipalités et les résidants (DM168, p. 6 à 8, 12 et 13).

1. *Ibid.*, p. 40, 43 et 52.
2. *Ibid.*, p. 53.

Par ailleurs, selon l'Institut national de santé publique du Québec, la perception des risques associés aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de shale ainsi que l'absence de participation des citoyens dans les processus de décision pourraient avoir des effets psychosociaux sur les communautés touchées, tels que le stress et l'anxiété, et engendrer de l'insatisfaction chez les citoyens et une « perte de confiance envers les autorités, dont l'État » (DB93, p. 57). L'Institut ajoute que l'étude des caractéristiques socioéconomiques des populations serait nécessaire pour permettre la détermination et l'évaluation précise des effets psychosociaux associés au développement de l'industrie du gaz de shale au Québec (*ibid.*, p. 58, 59 et 63).

Enfin, l'exploration et l'exploitation du gaz de shale pourraient s'appuyer sur les *Orientations du gouvernement en matière d'aménagement - Pour un développement durable de l'énergie éolienne* :

> Les projets devront respecter les conditions indispensables à un développement qui soit durable, ce qui implique notamment qu'ils soient socialement acceptables pour la population concernée et que leur réalisation soit harmonisée avec les activités déjà présentes dans le milieu et celles envisagées.
> (Gouvernement du Québec, 2007a, p. 5)

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'une démarche de planification basée sur la transparence et le respect et s'appuyant sur une approche participative favoriserait une meilleure acceptabilité sociale du développement de l'industrie du gaz de shale au Québec. Ceci devrait aussi se faire à l'intérieur d'un processus intégré avec la gestion du territoire.*

L'engagement social de l'industrie

L'Association pétrolière et gazière du Québec a adopté la *Déclaration d'acceptabilité sociale* en vue d'établir une relation de bon voisinage avec les communautés d'accueil. Par cette déclaration, les membres de l'Association s'engagent à « respecter la philosophie et les principes de l'acceptabilité sociale », « informer et renseigner les parties concernées sur les impacts du développement des shales gazéifères », « minimiser les impacts potentiels de ses projets » et « discuter des préoccupations des parties prenantes et des communautés afin de faciliter la création de partenariats » (DB81).

Un protocole d'entente entre le gouvernement du Québec et notamment l'industrie serait aussi prévu pour convenir des pratiques transitoires que les entreprises adopteraient d'ici la mise en vigueur de la future loi sur les hydrocarbures. Selon le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, « il s'agira d'un pacte social entre l'industrie, le gouvernement et les citoyens » visant à établir les modalités, les pratiques et les engagements nécessaires pour assurer un développement sécuritaire

et respectueux des populations et de l'environnement (PR3, p. 2). Celui-ci s'inspirera également de la déclaration d'acceptabilité sociale de l'Association pétrolière et gazière du Québec (M. Jean-Yves Laliberté, DT3, p. 47) et inclura « des mesures qui vont faire en sorte que les municipalités vont vraiment être consultées [...] avant le début des travaux de forage » (*ibid.*, p. 13). Sans indiquer la date de signature, le Ministère a précisé que « le protocole d'entente a fait l'objet de consultations auprès des différents ministères et organismes » et qu'il « devra être soumis pour signature aux parties concernées sous peu » (DQ28.1, p. 35). Les éléments de ce protocole n'étaient pas connus au moment de la rédaction du présent rapport.

En Colombie-Britannique, le ministre de l'Energy, Mines and Petroleum Resources a défini, en concertation avec les autorités gouvernementales et municipales, l'industrie et le Northeast Energy and Mines Advisory Committee (NEEMAC), quatre principes pour minimiser les impacts des activités pétrolières et gazières sur les collectivités locales. L'adhésion des entreprises gazières à ces principes, Living Together, Working Together, Respect & Communication, Accountability, se fait sur une base volontaire[1]. Par ailleurs, en Pennsylvanie, des entreprises se sont regroupées, et ont formé la « Marcellus Shale Coalition » dont les activités d'information et d'éducation, telles que des rencontres publiques, des séminaires ou des visites de site, ont pour but d'établir une relation de bon voisinage avec les municipalités et les citoyens (M. Eugene Pine, DT10, p. 34, 41 et 42).

Par ailleurs, l'adhésion des entreprises aux orientations qui s'inscrivent dans l'approche ISO 26 000[2] sur la responsabilité sociétale contribuerait à une meilleure équité sociale et une bonne gouvernance. Enfin, selon le *Cadre général pour un système de gestion de la sécurité et de l'environnement* :

> Une entreprise doit utiliser la sensibilisation des intervenants pour sécuriser et renouveler sans cesse sa licence politique d'opérer dans la communauté. ***Elle doit agir comme l'invitée des résidents du secteur.*** Une sensibilisation efficace peut faire progresser la communauté de simplement tolérer la présence de l'installation vers apprécier sa présence en tant que digne de confiance et contributeur de grande valeur à la vie communautaire.
> (DB41.1, p. 19)

1. British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. *Living together, Working together*, 2009 [en ligne (29 décembre 2010) : www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/LivingTogetherWorkingTogether/Pages/default.aspx].
2. International Organization for Standardization (ISO) [en ligne (3 février 2011) : www.iso.org/iso/iso_catalogue/management_and_leadership_standards/social_responsibility.htm].

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que l'information et la concertation sont essentielles pour créer une relation plus harmonieuse avec les collectivités où l'exploration et l'exploitation du gaz de shale sont projetées.*

L'information et la participation

En ce qui a trait au forage exploratoire, les entreprises rencontrent en premier lieu les propriétaires fonciers directement concernés afin d'obtenir les droits d'accès sur leur terrain. Ces derniers n'ont pas été avisés par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune qu'un droit de sous-surface a été délivré pour leur propriété (M. Jean-Yves Laliberté, DT11, p. 67). Des rencontres sont aussi organisées avec les municipalités en vue de l'obtention d'une résolution du conseil municipal à l'appui, s'il y a lieu, d'une demande d'autorisation de dézonage à la Commission de protection du territoire agricole du Québec (DB31 ; M. Vincent Perron, DT1, p. 81, 82, 104 et 105 et DT4, p. 55 et 57). Soulignons que le Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier (SIGPEG) du ministère des Ressources naturelles et de la Faune fait état des activités d'exploration.

Après avoir obtenu les autorisations nécessaires et acquis les droits d'accès au terrain, des séances d'information sont généralement organisées par les entreprises, en collaboration avec les municipalités, afin de permettre à l'entreprise de présenter son projet aux citoyens. En plus de ces séances d'information publique, un bulletin d'information peut être distribué aux résidants des secteurs touchés (DB31 ; M. Vincent Perron, DT1, p. 105 et DT4, p. 55 à 59).

Selon le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, les municipalités et les résidants touchés par les levés géophysiques devraient également être informés par les entreprises avant le début des opérations. À cet effet, le Ministère demande que des documents d'information soient rendus accessibles à la population, comme la distribution d'affichettes de porte aux résidences situées le long des routes où circuleraient les camions munis de plaques vibrantes et où des géophones seraient installés sur des terrains privés avec le consentement des propriétaires (DB1, p. 3 ; DB5, p. 16 ; M. Jean-Yves Laliberté, DT3, p. 8 et DT4, p. 111 à 114).

Par ailleurs, depuis septembre 2010, le Ministère demande aux entreprises de mettre en place un plan de communication avec les autorités locales et les citoyens (DQ28.2, p. 4 et 5). Le Ministère a également indiqué que le projet de loi sur les hydrocarbures introduirait « de nouvelles exigences réglementaires en matière de consultation et d'information qui permettront d'assurer l'intégration harmonieuse des activités d'exploration et d'exploitation dans les collectivités » (M. Jean-Yves Laliberté, DT1, p. 14).

Soulignons que la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 – L'énergie pour construire le Québec de demain* vise à accorder une place importante aux communautés locales et régionales dans le développement énergétique du Québec et que cette participation des collectivités s'inscrit dans une approche de développement durable (Gouvernement du Québec, 2006, p. 5). De plus, selon une experte, une consultation en amont, avec des études préalables sur lesquelles les citoyens pourraient se prononcer contribuerait à une meilleure acceptabilité sociale (M^me^ Christiane Gagnon, DT8, p. 41 et 42). Un regroupement de conférences régionales des élus dont, celle de la Chaudière-Appalaches, avec la participation du milieu universitaire et d'autres organismes, a d'ailleurs recommandé pour le développement de parcs éoliens d'utiliser une approche basée sur la consultation des citoyens dans un processus de rétroaction en amont de la prise de décision et avant même de négocier des ententes[1].

- ***Avis** – La commission d'enquête note qu'en vertu de la future loi sur les hydrocarbures les entreprises seraient tenues de consulter les citoyens. Toutefois, étant donné que les sites d'exploration seraient présélectionnés et qu'ils auraient fait l'objet d'une négociation avec les propriétaires, cette consultation ne servirait qu'à informer les citoyens des travaux à venir dans leur localité, ce qui ne serait pas une véritable consultation.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que la participation publique et la prise en compte des préoccupations des collectivités locales nécessaires à l'acceptabilité sociale devraient intervenir dès les premières phases d'exploration.*

Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune entend préparer et mettre à la disposition des élus et des citoyens des outils d'information sur le développement de l'industrie du gaz de shale, notamment un document d'orientation portant sur la démarche du gouvernement, ainsi que des fiches d'information vulgarisée et une foire aux questions accessibles à partir du site Web du Ministère. Des rencontres d'information seraient éventuellement prévues entre la ministre des Ressources naturelles et de la Faune, les élus et les citoyens avec la participation d'experts gouvernementaux (PR3, p. 2 ; M. Jean-Yves Laliberté, DT1, p. 14). Au moment de l'audience publique, le document d'orientation était en cours de rédaction et les fiches d'information, à leur phase finale de révision (DQ28.1, p. 34). Soulignons que des guides ont été produits par l'État et par des regroupements de conférences régionales des élus avec la participation du milieu universitaire et d'autres organismes relativement au développement de la filière éolienne. En plus d'informer, ceux-ci

1. [En ligne (4 janvier 2011) : www.eolien.qc.ca/fichiers/eolien/Industrie_eolienne/guide_accept_sociale_uqar.pdf], p. 46.

avaient comme objectifs d'encadrer l'implantation des projets et d'éclairer la prise de décision par les autorités municipales.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que l'évaluation des projets d'exploration et d'exploitation gazière devrait se faire avec une information aussi complète que possible. Les entreprises devraient collaborer à la réalisation de guides de bonnes pratiques, et à l'acquisition des connaissances.*

Un comité de concertation

Selon une experte dans les domaines des impacts sociaux et du développement régional, des comités comprenant entre autres les entreprises, les élus et les résidants ainsi que des experts devraient être mis en place dans chacune des régions visées par l'exploitation du gaz de shale (M^me^ Christiane Gagnon, DT8, p. 14 et 38).

Une coordination et un accompagnement de ces comités seraient nécessaires à l'échelle de l'État, celui-ci permettant le partage de l'expertise sur les enjeux ainsi que l'établissement d'un cadre commun de fonctionnement et de balises en vue des négociations avec les entreprises (DQ21.1, p. 9 ; M^me^ Christiane Gagnon, DT8, p. 13, 38 et 49) :

> L'État, en tant que fiduciaire des ressources naturelles [...], a le devoir d'encadrer l'ensemble des modalités et opérations à toutes les étapes pour assurer à chaque communauté, quels que soient les moyens dont elle dispose, une expertise et une garantie quant à la protection de son milieu.
> (M^me^ Christiane Gagnon, DT8, p. 13)

L'encadrement législatif en Alberta et en Colombie-Britannique offre des pistes intéressantes pour favoriser la concertation. Des comités consultatifs sont prévus, composés d'autorités municipales, d'organisations représentatives du milieu (associations de citoyens, milieu des affaires, environnement, agriculture, sécurité civile), de l'industrie et de représentants de l'organisme gouvernemental responsable de l'application réglementaire du gaz de shale. Ces comités tentent de rapprocher les points de vue et de favoriser la concertation.

En Colombie-Britannique, les autorités locales sont consultées par le Ministry of Energy, Mines and Petrolium Resources au moment d'un appel d'offres. En Alberta, des groupes conjoints, appelés « groupes de synergie », composés entre autres des Premières Nations, de communautés locales, des organismes gouvernementaux et de l'industrie ont été créés pour discuter des enjeux et des impacts sociaux du développement des ressources pétrolières et gazières ainsi que des mesures d'atténuation et de suivi à mettre en place. Ces groupes de synergie, chapeautés par

l'organisme Synergy Alberta, contribuent à faciliter ou à renforcer l'acceptabilité sociale de cette industrie (DB54, p. 1 et 2 ; M. Kim Brenneis, DT8, p. 35).

Un tel lieu de concertation serait pertinent pour le Québec. Les activités doivent se réaliser en concertation avec les principaux acteurs régionaux. Le Québec a par ailleurs une large expérience de cette façon de faire : la conférence régionale des élus, le conseil régional de l'environnement, le conseil régional de la culture et l'association touristique régionale, pour ne nommer que ceux-là, participent à la planification et au développement des régions en assumant un rôle de concertation et de catalyseur dans leur domaine d'intervention.

De façon particulière, la *Loi sur le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire* (L.R.Q., c. M-22.1) a été modifiée en 2010 pour prévoir la constitution dans chacune des régions administratives, au sein de la Conférence régionale des élus, d'une commission régionale des ressources naturelles et du territoire. Le mandat de cette commission consiste à réaliser un plan régional de développement intégré des ressources et du territoire en conformité avec les orientations gouvernementales, les orientations élaborées par le ministre des Ressources naturelles et de la Faune[1] et, le cas échéant, toute autre orientation élaborée par un ministre concerné.

Le plan réalisé par la commission régionale détermine des orientations et des objectifs régionaux liés à la conservation ou à la mise en valeur de la faune, de la forêt et du territoire. Ils prévoient les mécanismes de suivi et de reddition de compte au ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Ils peuvent également traiter d'énergie, de mines ou de tout autre sujet qui ferait partie d'une entente particulière avec le ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Le développement éventuel de l'exploitation du gaz de shale est donc compatible avec la mission de cette commission régionale.

La concertation nécessaire à la gestion intégrée des projets d'exploration et d'exploitation du gaz de shale pourrait donc être confiée à la conférence régionale des élus de chaque région administrative, une structure existante. Elle est en lien avec l'orientation 6 de la *Stratégie gouvernementale de développement durable 2008-2013* qui vise à aménager et à développer le territoire de façon durable et intégrée. Celle-ci précise que le gouvernement reconnaît la conférence régionale des élus comme un interlocuteur privilégié en matière de développement régional.

1. [En ligne (18 février 2011) : www.mrnf.gouv.qc.ca/regions/commissions/commissions-mandat.jsp].

Les commissions régionales des ressources naturelles et du territoire se verraient confier le mandat de favoriser la concertation des partenaires du milieu à partir de projets gaziers et de donner notamment au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs des avis sur les conditions favorables à l'insertion des projets gaziers dans le milieu. Elles assumeraient les fonctions pour développer une vision globale et intégrée de la filière gazière sur le territoire, discuter en autres de la gestion de l'eau, des plans de développement des entreprises et plans de mesures d'urgence. Elles disposeraient d'informations sur le suivi et la reddition de compte pendant et après les activités d'exploration et d'exploitation. Ces commissions, dont le travail est soutenu par une permanence à la Conférence régionale des élus, seraient également appuyées par les experts du ministère des Ressources naturelles et de la Faune et du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs et des autres ministères intéressés.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'un plan de zonage de développement de l'industrie du gaz de shale localisant des lieux où des projets pourraient se réaliser serait plus susceptible de rallier le milieu.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'un comité de concertation sur les activités de l'industrie du gaz de shale est essentiel pour assurer le développement harmonieux de l'industrie du gaz de shale sur le territoire.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le ministre des Ressources naturelles et de la Faune et le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devraient évaluer la possibilité de confier à la commission régionale des ressources naturelles et du territoire, instituée au sein de la conférence régionale des élus de chaque région concernée, le mandat de concertation sur les activités de l'industrie du gaz de shale.*

Une consultation préalable

Une véritable concertation est possible dans la mesure où les parties intéressées disposent d'une information fiable en amont des projets gaziers pour que leurs préoccupations soient prises en considération par les entreprises et, éventuellement, par le gouvernement avant qu'il donne son autorisation. Dans la préparation de son projet, l'entreprise demanderait un avis préalable de recevabilité au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Par la suite, elle serait tenue de soumettre son projet au comité de concertation sur les activités de l'industrie du gaz de shale. Ce projet, incluant éventuellement le réseau de collecte, préciserait les lieux d'exploration ou d'exploitation, le rythme de croissance, la quantité d'eau prélevée, la liste des produits chimiques utilisés, la gestion des eaux usées, les mesures de suivi, les mesures d'atténuation, le plan de camionnage, les indemnités à

verser, le plan d'urgence, le plan de fermeture et les garanties de remise en état du site. L'entreprise aurait donc avantage, en matière d'efficience économique, à présenter sa stratégie de développement dans son ensemble, et non pas selon une approche puits par puits, et ce, le plus rapidement possible au comité de concertation. Le comité pourrait proposer à l'entreprise des modifications à son projet pour le rendre acceptable. Il émettrait par la suite au ministre un avis sur la réalisation du projet.

L'entreprise présenterait sa demande d'autorisation au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Les renseignements et études au soutien de la demande pourraient être simplifiés pour les activités qui respecteraient l'encadrement défini au terme de l'évaluation environnementale stratégique.

Ayant pris connaissance de la demande d'autorisation présentée par l'entreprise et de l'avis émis par le comité, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, demeurant le seul décideur, autoriserait ou non le projet avec ou sans conditions.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les entreprises gazières devraient obtenir un avis préalable de recevabilité de leur projet auprès du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs avant de le soumettre au comité régional de concertation sur les activités de l'industrie du gaz de shale.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que toute entreprise gazière devrait soumettre son projet à une consultation au préalable auprès du comité de concertation qui donnerait un avis sur le projet au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.*

La participation des municipalités

Les compétences municipales sont décrites dans de nombreuses lois, dont la *Loi sur les compétences municipales*, la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* et la *Loi sur le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*. Tel qu'on l'a vu dans les chapitres précédents, les activités de l'industrie, s'effectuant dans un milieu développé et habité, auraient des effets sur des secteurs qui relèvent de leur compétence, dont l'approvisionnement et le traitement des eaux, le transport, les mesures en cas d'urgence, le développement économique, la cohabitation des usages et la gestion des plaintes des citoyens vis-à-vis des nuisances et des troubles de voisinage.

Pour sa part, en raison du caractère collectif des ressources naturelles, le gouvernement doit en assurer une gestion adéquate pour permettre leur exploitation

et leur développement de façon harmonieuse et profitable pour le Québec. L'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* accorde préséance à la *Loi sur les mines*, ce qui limite fortement l'action d'une municipalité qui voudrait encadrer le développement de l'industrie gazière sur son territoire.

En considérant cette situation, il est possible ici de faire une analogie avec le secteur agricole où le gouvernement a émis des orientations en matière d'aménagement afin de donner des balises aux municipalités pour assurer le développement des entreprises agricoles et aussi pour respecter des règles de cohabitation. L'établissement de zones en milieu rural réservées aux activités agricoles est en effet soutenu par le pouvoir accordé à la MRC de favoriser le développement de l'agriculture à travers le schéma d'aménagement. Ce pouvoir est également reconnu dans la *Stratégie gouvernementale de développement durable 2008-2013* qui considère le rôle privilégié des MRC en matière d'aménagement du territoire.

Plus spécifiquement, suivant son plan de développement durable de la production porcine de 2004, le gouvernement a reconnu aux municipalités, par voie législative[1], le pouvoir de rattacher certaines conditions à la délivrance du permis de construction d'un établissement d'élevage porcin, celles-ci visant à limiter les inconvénients d'odeur associés à cette installation et à en favoriser l'insertion dans le milieu. De plus, des modifications aux orientations gouvernementales[2] apportées en 2005 visaient à donner plus de souplesse au milieu municipal dans l'aménagement de la zone agricole et à outiller le milieu municipal afin qu'il soit en mesure de mieux tenir compte de la problématique du développement des élevages porcins.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que, selon le principe de subsidiarité, des pouvoirs et des orientations gouvernementales en matière d'aménagement devraient être donnés afin de permettre aux municipalités d'encadrer le développement de l'industrie du gaz de shale, comme elles le font pour tout autre type d'industrie, tout en reconnaissant la responsabilité du gouvernement de mettre en valeur l'exploitation de cette ressource collective d'une façon harmonieuse.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, en collaboration avec le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire, devrait s'assurer de la prise en considération des seize principes du développement durable par les MRC et les municipalités locales, comme le prévoit l'article 4 de la* Loi sur le développement durable.

1. *Loi modifiant diverses dispositions législatives concernant le domaine municipal*, 2004, c. 20.
2. Ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire [en ligne (21 décembre 2010) : www.mamrot.gouv.qc.ca/amenagement-du-territoire/orientations-gouvernementales/production-porcine].

Chapitre 14 L'encadrement

Le présent chapitre propose un encadrement légal et réglementaire pour les volets d'exploration, d'exploitation et de collecte de gaz naturel. Il examine le processus d'autorisation et la tarification des actes administratifs.

Les autorisations

Les entreprises doivent obtenir plusieurs autorisations relevant d'autorités différentes. Les conditions de conformité d'un projet de puits gazier sont de la responsabilité du ministère des Ressources naturelles et de la Faune et l'utilisation de terrains situés en zone agricole à des fins autres que l'agriculture est soumise à la compétence de la CPTAQ (DB1, annexe 1). En octobre 2010, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a émis une note d'instruction qui assujettit tous les travaux de complétion de puits gaziers à un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. La protection de l'eau, du sol et de la qualité de l'air relève du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.

Les entreprises demandent à la pièce les autorisations requises aux autorités compétentes. Se conformant aux obligations qui leur sont faites, elles n'ont pas à informer des tierces parties. Cette situation complexifie notamment le suivi des activités de la filière, tout en rendant les contrôles plus difficiles.

Comme l'entreprise n'a pas à demander un certificat d'autorisation au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs au début de ses activités de géophysiques et de forage en milieu terrestre, le Ministère peut difficilement avoir une vue d'ensemble des impacts potentiels d'un puits. Ce n'est qu'à l'étape de la fracturation, qui utilise une quantité importante d'eau avec des produits chimiques, qu'il intervient. Pour toutes les autres activités générant des nuisances sur le plan environnemental, l'entreprise doit toutefois respecter les exigences de l'article 20 de la Loi qui prévoit :

> 20. Nul ne doit émettre, déposer, dégager ou rejeter ni permettre l'émission, le dépôt, le dégagement ou le rejet dans l'environnement d'un contaminant au-delà de la quantité ou de la concentration prévue par règlement du gouvernement.
>
> La même prohibition s'applique à l'émission, au dépôt, au dégagement ou au rejet de tout contaminant, dont la présence dans l'environnement est prohibée par règlement du gouvernement ou est susceptible de porter atteinte à la vie, à la

> santé, à la sécurité, au bien-être ou au confort de l'être humain, de causer du dommage ou de porter autrement préjudice à la qualité du sol, à la végétation, à la faune ou aux biens.

La prise en compte systématique des enjeux environnementaux devient essentielle. Elle permettrait d'assurer un suivi de l'ensemble des activités d'exploration et d'exploitation et d'établir un plan de contrôle serré de celles-ci.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que l'encadrement actuel de l'industrie du gaz de shale se fait de façon cloisonnée entre deux ministères en fonction des lois dont chacun est responsable et qu'il ne favorise pas la surveillance et le contrôle intégrés des activités.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que les activités d'exploration et d'exploitation devraient être autorisées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs de manière à considérer l'ensemble des enjeux environnementaux à l'intérieur d'un même certificat d'autorisation. Les responsabilités de la Commission de protection du territoire agricole du Québec demeureraient inchangées.*

Ces avis impliqueraient des modifications à la *Loi sur les mines* et au *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* de façon à ce que l'application de toutes les dispositions visant à protéger l'environnement soit plutôt assurée par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Une directive analogue à la *Directive 019 sur l'industrie minière* pourrait être élaborée et développée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique. Cette orientation serait également prise en compte dans la rédaction de la future loi sur les hydrocarbures. La répartition des objets visés et des activités de l'industrie pourrait s'inspirer de ce qui se fait actuellement pour les activités agricoles, alors que le *Règlement sur les exploitations agricoles* [R.R.Q., c. Q-2, r. 26], adopté en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, spécifie des normes environnementales concernant notamment l'élevage d'animaux et les installations d'élevage de ces animaux, les ouvrages de stockage des déjections et l'épandage de celles-ci, les parcelles de sols utilisées pour la culture ainsi que l'utilisation des matières fertilisantes.

Le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, responsable de la gestion de la ressource et de l'acquisition des connaissances géologiques du territoire québécois, demeurerait responsable d'attribuer les permis de levé géophysique, les permis de recherche de pétrole, de gaz et de réservoir souterrain et les baux d'exploitation.

L'analyse d'une demande d'avis préalable ou de certificat d'autorisation par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devrait se réaliser après que l'entreprise ait obtenu ses droits du ministère des Ressources naturelles et de la Faune de façon à ce que celui-ci soit assuré de disposer de toutes les informations pour réaliser sa mission. Ainsi, il serait possible d'émettre un même certificat d'autorisation pour toutes les étapes d'un projet gazier, tout en respectant les champs d'intervention des ministères.

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que des modifications devraient être apportées à la* Loi sur les mines *et au* Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains *de façon à ce que l'application des dispositions visant à protéger l'environnement soit assurée par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs en vertu de la* Loi sur la qualité de l'environnement.

Le modèle d'organisation et son financement

En Colombie-Britannique, l'encadrement de l'industrie gazière se fait de façon centralisée par un organisme gouvernemental relevant du ministre des Ressources naturelles. L'expertise environnementale ainsi que l'expertise gazière et pétrolière y sont regroupées. Ce modèle organisationnel a été cité à quelques reprises lors des séances publiques, certains y voyant un modèle inspirant et d'autres, le critiquant.

La British Columbia Oil and Gas Commission gère, avec environ 200 employés, les diverses demandes d'autorisation pour l'exploration ou l'exploitation gazière. La Commission se finance[1] à une hauteur d'environ 40 % avec la tarification des demandes d'autorisation (11 100 000 $ de frais perçus pour 28 000 000 $ de budget en 2010), le restant étant obtenu essentiellement d'une part des redevances (17 000 000 $ sur 700 000 000 $ de redevances perçues par la province en 2009). Il est à noter que des sommes reçues, une partie (5 600 000 $) a été versée comme compensation aux autochtones.

La tarification[2] des demandes d'autorisation et le paiement d'un pourcentage sur les revenus de la vente du gaz naturel et du pétrole produits ou de l'exploitation de pipelines sont les deux mécanismes de collecte des revenus autonomes de la Commission. La tarification couvre une variété d'activités. Par exemple, une demande d'autorisation de forage coûte 10 300 $. L'entreprise doit payer d'autres droits pour construire une station de traitement du gaz naturel ou pour installer un gazoduc de

1. British Columbia Oil and Gas Commission (2010). *2009/2010 Annual Service Plan Report*, 56 p.
2. [En ligne (16 décembre 2010) : www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/488752389].

raccordement. Pour les paiements annuels sur la production gazière et pétrolière, la réglementation fixe, par exemple, un tarif de 1,42 $ par m^3 de pétrole et de 0,71 $ par 1 000 m^3 de gaz naturel.

Le Bureau of Oil and Gas Management du Pennsylvania Department of Environmental Protection est lui aussi financé par une tarification[1] des demandes d'autorisation de forage (M. Eugene Pine, DT10, p. 10 et 13). Selon l'information recueillie lors de la rencontre du 30 novembre 2010 entre des membres de la commission d'enquête et des représentants du département à Harrisburg, le tarif moyen demandé pour une autorisation de forage serait de 2 700 $US, qu'il y ait ou non forage par la suite. Une surcharge est exigée pour un programme de puits orphelins (200 $US) et un programme d'abandon de puits (50 $US). Les représentants ont rapporté qu'une forte proportion des demandes[2], de l'ordre de 6 000 par année, ne menaient pas à un forage et que les frais n'étaient pas remboursables. Le suivi et le contrôle des opérations pétrolières et gazières est assumé par près de 200 personnes du Bureau, sans compter les autres affectées à des divisions de surveillance environnementale qui relèvent elles aussi du même département. D'autres tarifications sont exigibles, notamment pour le contrôle de l'érosion des sols ou pour le prélèvement d'eau.

Au Québec, l'Association pétrolière et gazière du Québec évalue à 3 510 $ le coût des tarifs relatifs à une demande d'autorisation de forage avec fracturation hydraulique exigibles par la CPTAQ, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs[3], le ministère des Ressources naturelles et de la Faune et, enfin, par les MRC (pour la coupe d'arbres et d'arbustes) (DB18).

Le ministère des Finances a indiqué en audience publique que le gouvernement du Québec pourrait réviser les grilles tarifaires pour tenir compte des besoins des ministères au moment de l'analyse des demandes d'autorisation et pour réaliser les inspections, suivis et contrôles techniques et environnementaux advenant une forte croissance de l'exploration gazière et une exploitation importante de gisements gaziers. Si le niveau d'activité de l'industrie demeurait relativement faible, le Ministère estime qu'il pourrait puiser dans les revenus de redevances pour combler le manque à gagner. Par ailleurs, il a précisé que l'exercice d'évaluation des besoins financiers

1. Department of Environmental Protection [calculateur de la tarification en ligne (17 décembre 2010) : www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/oilgas/2011PermitcalculatorAll.htm].
2. [En ligne (20 décembre 2010) : www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/oilgas/Production%20Statistics%20Estimated.htm].
3. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs [grille de tarifs en ligne (17 décembre 2010) : www.mddep.gouv.qc.ca/ministere/tarification/mddep.htm#ind_autres].

et en personnel des ministères se fait par la revue annuelle de programmes réalisée par le Secrétariat du Conseil du trésor (M. Luc Monty, DT 9, p. 41, 42, 44 et 45).

Advenant un niveau d'activité de 150 forages par année, les revenus totaux, selon la tarification actuelle des ministères, serait d'un maximum de 500 000 $, versés au fonds consolidé de la province. Pour 600 forages, les revenus seraient de l'ordre de 2 000 000 $. Une simple tarification par demande d'autorisation et selon les tarifs actuels ne permettrait donc pas d'embaucher un grand nombre de personnes pour s'adapter à la croissance des besoins, notamment pour les inspections, suivis et contrôles, surtout que les niveaux d'activité constatés en Pennsylvanie ou en Colombie-Britannique requièrent quelque 200 employés et plus.

En plus d'exiger une expertise technique propre à l'industrie du gaz de shale, cette structure exigerait le regroupement d'expertises environnementales particulières, par exemple sur l'eau, l'air et le sol, qui, elles, se retrouvent au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs et qui sont affectées à l'ensemble des activités industrielles du Québec. De plus, la Colombie-Britannique produit environ cinq fois la consommation annuelle de gaz naturel du Québec et la tarification de ses services ne parvient pas à autofinancer l'organisme. Une telle structure demanderait un volume d'activités plus important que celui prévu à court ou à moyen terme.

- *La commission constate que le régime en vigueur au Québec pour la tarification des demandes d'autorisation de forage va dans le concept utilisateur payeur et reflète ce qui se fait ailleurs en Amérique du Nord. Elle constate toutefois que le régime de tarification de la Colombie-Britannique se rapproche plus du recouvrement des coûts que celui du Québec.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que la tarification des diverses demandes liées à l'industrie du gaz naturel devrait être examinée par le ministère des Finances et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs afin qu'elle représente le plus fidèlement possible les coûts réels d'analyse de ces demandes ainsi que ceux liés au suivi, à l'inspection et au contrôle technique et environnemental, et ce, en vertu du principe « internalisation des coûts ».*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que la création d'un organisme autonome pour encadrer l'industrie gazière serait prématurée et qu'il appartiendra au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs d'évaluer le modèle d'organisation le plus approprié compte tenu du volume d'activités prévisible à moyen terme.*

Conclusion

La commission d'enquête a examiné les avenues et a analysé les enjeux liés au développement durable de l'industrie du gaz de shale à partir des faits recueillis et des témoignages de citoyens, de groupes, de municipalités et de l'industrie. Elle s'est appuyée sur des documents gouvernementaux et scientifiques, des avis d'experts ainsi que sur l'expérience des personnes responsables d'appliquer la réglementation au Québec, ailleurs au Canada et aux États-Unis. Les missions et les visites de terrain réalisées lui ont aussi permis de mieux comprendre le contexte dans lequel s'insèrent l'exploration et l'exploitation éventuelle du gaz de shale au Québec.

Pour certaines questions fondamentales, les réponses sont toutefois partielles ou inexistantes. Pour répondre à ce besoin d'acquisition de connaissances scientifiques et en l'absence de faits probants permettant de déterminer les risques que pourraient comporter l'exploration et l'exploitation du gaz de shale, il est proposé de procéder à une évaluation environnementale stratégique. Tant que l'évaluation serait en cours, la fracturation hydraulique ne serait autorisée que pour les travaux requis par l'évaluation. Les travaux d'exploration pourraient continuer, mais sans l'utilisation de la fracturation hydraulique. Une telle évaluation constitue un passage obligé, tant pour un processus de prise de décision éclairée que pour la recherche d'une meilleure acceptabilité sociale.

En vue de favoriser une cohabitation harmonieuse de l'industrie du gaz de shale avec le milieu, un comité de concertation sur les activités de l'industrie devrait être formé. Le ministre des Ressources naturelles et de la Faune et le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devraient évaluer la possibilité de confier à la commission régionale des ressources naturelles et du territoire, instituée au sein de la conférence régionale des élus de chaque région concernée, le mandat de réaliser cette concertation. Après l'analyse, la commission régionale devrait donner son avis sur l'acceptabilité du projet au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.

Dans le respect des responsabilités de l'État, fiduciaire de la ressource naturelle, les autorités municipales devraient être impliquées pour une gestion intégrée des activités de l'industrie du gaz de shale sur leur territoire. Des orientations gouvernementales devraient être établies afin de permettre aux municipalités d'encadrer le développement de l'industrie du gaz de shale, comme elles le font pour tout autre type d'industrie, dont les activités agricoles.

L'encadrement actuel de l'industrie du gaz de shale se fait de façon cloisonnée, principalement entre deux ministères en fonction des lois dont chacun est responsable. Cette situation ne favorise pas la surveillance et le contrôle intégrés des activités. En

conséquence, il est proposé que les activités d'exploration et d'exploitation soient autorisées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs de manière à considérer l'ensemble des enjeux environnementaux à l'intérieur d'un même certificat d'autorisation.

Les avis et les orientations formulés dans le rapport visent à améliorer les façons de faire pour assurer notamment un encadrement légal et réglementaire concernant le développement sécuritaire de l'industrie du gaz de shale. Certaines mesures avancées peuvent requérir un certain temps pour être effectives. D'autres propositions ne requièrent pas de modifications législatives ou réglementaires et peuvent être réalisées à court terme, par exemple l'adoption de mesures pour assurer de façon diligente la surveillance des sites de forage relativement aux émissions fugitives de méthane, à la qualité des eaux de surface et souterraines et aux nuisances.

Fait à Québec,

Pierre Fortin
Président de la commission
d'enquête

Michel Germain
Commissaire

Jacques Locat
Commissaire

Nicole Trudeau
Commissaire

Ont contribué à la rédaction du rapport :
Édith Bourque, analyste
Annie Champagne, analyste
Louis Dériger, conseiller spécial
Sandrine Messager, analyste
Sylvie Mondor, analyste
René Therrien, analyste et conseiller scientifique

Avec la collaboration de :
Marie Anctil, agente de secrétariat
Monique Gélinas, coordonnatrice du secrétariat de la commission
Diane Paquin, chef du Service des communications et des ressources documentaires
Angéla Perreault, agente de secrétariat

Annexe 1

Les renseignements relatifs au mandat

Le mandat

Le mandat confié au BAPE en vertu de l'article 6.3 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c. Q-2) était de tenir des consultations publiques, et ce, dans les régions administratives du Centre-du-Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie, et de faire rapport au ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs de ses constatations et de son analyse.

Le mandat a débuté le 7 septembre 2010.

La commission d'enquête et son équipe

Les commissaires enquêteurs

Pierre Fortin, président de la commission
Michel Germain
Jacques Locat
Nicole Trudeau

Les agentes de secrétariat

Marie Anctil
Angéla Perreault

Avec la collaboration de :

Évelyn Doucet
Marie-Ève Gendron

Les analystes

Édith Bourque
Annie Champagne
Sandrine Messager
Sylvie Mondor

Le conseiller spécial

Louis Dériger, conseiller spécial

Les conseillers scientifiques

René Lefebvre, conseiller scientifique
en première partie de l'audience
René Therrien, conseiller scientifique
en deuxième partie de l'audience
et analyse

Les conseillères en communication

Diane Paquin, chef du Service des communications et des ressources documentaires

Avec la collaboration de :

Louise Bourdages
Danielle Hawey
Karine Lavoie
Julie Olivier
Marie-Claude Tanguay

La conseillère juridique

Suzanne Godbout

La coordonnatrice du secrétariat de la commission

Monique Gélinas

Avec la collaboration de :

Anne-Lyne Boutin
Marie-Josée Méthot
Renée Poliquin

La responsable de l'édition

Danielle Hawey

Le responsable de la cartographie et de l'infographie

Bernard Desrochers

Le responsable de la webdiffusion

Pierre Dufour

L'audience publique

La rencontre préparatoire

22 septembre 2010

Rencontre préparatoire avec les personnes-ressources à Québec

1re partie

4, 5, 6 et 7 octobre 2010
Hôtel des Seigneurs,
Saint-Hyacinthe

Les séances se sont tenues simultanément par visioconférence à la salle municipale de Saint-Édouard-de-Lotbinière et à la salle Nicolas-Perrot à Bécancour.

2e partie

15, 16, 17 et 18 novembre 2010
Sandman Hôtel,
Longueuil

22 et 23 novembre 2010
Église multifonctionnelle,
Bécancour

24 novembre 2010
Salle du Club Lions Laurier, Saint-Flavien

Les ateliers thématiques

12 octobre en après-midi	Les aspects humains
12 octobre en soirée	Les aspects économiques
13 octobre en après-midi et en soirée	Les aspects biophysiques

Annexe 2

Les participants à la consultation publique

Les participants

	Mémoires
M. Gerry Angevine	DM67
M. Jacques Archambault	
M[me] Lyne Audet et M. Bernard Regimbeau	DM2
M. Christian Azar	DM1
M. Pierre Batellier	DM101 DM101.1
M. Rémi Beauchemin	
M[me] Diane Beaudet	DM29
M. Marc Beaulé	
M[me] Marie-Ève Beaulieu	DM183 DM183.1
M[me] Madeleine Belisle	DM79
M[me] Johanne Béliveau, accompagnée de M[me] Lucie Sauvé	DM118
M[me] Luce S. Bérard	DM19 à DM19.2
M[me] Fabienne Bergeron et M. Gilles Croteau	DM9
M. Georges Bergeron	DM199 DM199.1
M. René Bérubé	DM91
M. Louis Bessette	
M. Réjean Bessette	
M. Jean Binette	
M. Pierre Bluteau	DM58 DM58.1
M. Pierre Brazeau	DM30 DM30.1

M[me] Suzanne Bruneau (par Internet)	
M.Gaston Cadrin	DM107
M. François Caron, accompagné de M. Daniel Vanier	DM181 DM181.1
M. Jeannot Caron	Verbal
M. Dominic Champagne	DM144 à DM144.2
M. Claude Chandonnet	DM31
M. Robert Constantineau	DM85
M. Herman Desjardins	
M. Jean Dubé	
M. Guy Drudi	
M. Yves Fauron	
M. Serge Fortier	DM63
M. Joseph Foust et M[me] Ellen Foust	DM89
M. Rémi Francis	Verbal
M. Louis-Gilles Francœur (par Internet)	
M[me] Chantale Garnache	DM86
M. François Gauthier	DM61
M. Marcel Gauthier	
M. Raymond Gauthier	DM75
M. Philippe Gingras	DM155
M[me] Hélène Godmaire	
M. Michel Henry	Verbal
M. Jean-Guy Huot	Verbal
M. Pierre-André Julien	DM54
M[me] Lise Lachance	DM157 DM157.1

M. Guy Lacroix	
M[me] Sonia Lafond, accompagnée de M[me] Olivia Desrochers	DM93 DM93.1
M. Léopold Landry	
M. Michel Landry	
M. Jean Lapalme	DM169 DM169.1
M[me] Odette et Roland Larin	DM39
M[me] Catherine Laurence-Ouellet	
M. Raphaël Leblond	
M. Marc-André Legault	
M. Paul Legault	DM35 DM35.1
M. Bob Lemay	DM154
M[me] Francine Lemay	Verbal
M[me] Michèle Lemay	
M. Rénald Lemay	DM45
M. Alain Lévesque	DM90 DM90.1
M. André Mainguy	DM195
M[me] Ruth Major-Lapierre	DM68
M. Philippe Marois	DM78
M[me] Michelle Martineau	DM6
M[me] Céline Masse	DM84
M[me] Marie-Ève Mathieu	DM88
M. Doug McLinko, accompagné de M. Éric Matthews	DM201
M. Harvey L. Mead	DM189
M. Marvin Meteer	DM141

M[me] France Mercille	DM175
M[me] Suzanne Méthot	
M. Gérard Montpetit, accompagné de MM. Robert Perreault, Jean-Robert Tarte et Jacques Tétreault	DM98 à DM98.2
M[me] Marianne Papillon	DM20
M[me] Ginette Paquin	DM119 DM119.1
M. Claude Paré	DM180 à DM180.3
M. Jean-Jacques Perreault	
M. Denys Picard	DM34 DM34.1
M. Michel Pichet	DM3
M[me] Brigitte Prud'homme	DM190 DM190.1
M. Daniel Rainville	
MM. Olivier Riffon et Claude Villeneuve	DM72
M[me] Julie Robert	
M. Michel Robert	DM10
M. Guy Rochefort, accompagné de M. F. Gérard Montpetit	DM127
M[me] Jacqueline Root	DM140
M. Yvon Rudolphe	
M. Claude Saint-Jarre	Verbal
M. Luc St-Antoine	DM186
M. Roger St-Germain	
M. Michel St-Pierre	DM74 à DM74.2
M[me] Lucie Sauvé	DM145 DM145.1
M. Alain Savignac	

M[me] Anny Schneider		DM12
M[me] Graciela Schwartz		DM151 à DM151.2
M[me] Éloïse Simoncelli-Bourque et autres		DM13
M[me] Edwidge Skulska		DM44
M[me] Ingrid Style		DM48
M. Jan-Michel Tellier		DM80
M. Jacques Tétreault		DM111
M[me] Lise Thibault		DM139 à DM139.2
M. Steve Timmins		DM115 DM115.1
M. Alexandre Tremblay		DM159
M. Richard Tremblay		DM179 DM179.1
M[me] Noémie Trépanier-Bessette		Verbal
M[me] Danielle Vaillancourt		DM70
M[me] Catherine Valton		DM176
M. Pascal Vermette		
M. Alain Vézina		DM28
AFEAS régionale Richelieu-Yamaska		DM27
Alliance des villes des Grands Lacs et du Saint-Laurent	M. Philippe Chénard M[me] Nicola Crawhall	DM161 à DM161.2
Ambioterra		DM38
ArcelorMittal Montréal inc.	M. Jean Lavoie	DM53 DM53.1
Association canadienne du gaz		DM46
Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)	M. Benoît Gratton M. Guy Sarault	DM137

Association des entreprises spécialisées en eau du Québec (AESEQ)		DM40
Association des étudiants de Polytechnique (AEP) et Association des étudiants des cycles supérieurs de Polytechnique inc. (AECSP)	M. Bruno Detuncq M. Bernard Lapierre M. Marc-André Legault M. Daniel O'Brien	DM135 DM135.1
Association des ingénieurs-conseils du Québec (AICQ)	M[me] Johanne Desrochers M. André Thivierge	DM146
Association pétrolière et gazière du Québec	M. Jean-Yves Lavoie M. Paul Myers M. Scott Sobie	DM148 à DM148.2
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Stratégies énergétiques (SE)	M. André Belisle M[me] Brigitte Blais M. Dominic Neuman	DM178 à DM178.3
Bécotte Excavation		DM21
Bebop et cie	M. C. Kim Cornelissen M. Collin Saint-Cyr Duhamel	DM117 DM117.1
Bell-Gaz ltée		DM7
Canadian Association of Petroleum Producers et Canadian Society for Unconventional Gas	M. Philippe Gauthier M. Kerry Guy	DM73 DM73.1
Canadian Forest Oil Ltd.		DM71
Cégep de Thetford	M. Jean-François Delisle M. François Dornier M. Éric Dubois	DM125
Centre de la nature Mont-Saint-Hilaire	M. Bernard Lefebvre M. Kees Vanderheyden	DM15
Centre d'information sur l'environnement de Longueuil (CIEL)		DM150
Centre québécois du droit de l'environnement et Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement	M. Jean Baril M. Mario Denis M[me] Annie Rochette	DM94 DM94.1
Chambre de commerce et d'industrie de Bécancour	M[me] Martine Pépin M. Richard Perron	DM97
Chambre de commerce et d'industrie du bassin de Chambly	M. Pierre Cardinal M. Martin Saint-Pierre	DM121

Chambre de commerce régionale de Chaudière-Appalaches	M. Michel Gosselin M. Pierre Laroche	DM33
Coalition Eau Secours		DM82
Coalition québécoise sur les impacts socioenvironnementaux des transnationales en Amérique latine		DM193
Collectif de recherche étudiant sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec		DM171
Comité 100 % écolo du Collège Durocher St-Lambert	M[me] Mireille Fournier M[me] Stéphanie Lavergne	DM57
Comité de bassin de la rivière Chaudière (COBARIC)		DM122
Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement Maskoutain	M. Gérard Montpetit M. Guy Rochefort M. Jacques Tétreault	DM109
Comité de citoyens responsables de Nicolet-Yamaska et de la ville de Bécancour	M[me] Suzanne Lanteigne M[me] Diane Noury	DM188 DM188.1
Comité de zones d'interventions prioritaires (ZIP) Les Deux Rives		DM182
Comité Enviro-Pointe de Pointe-Saint-Charles		DM110
Comité Gare au gazoduc, Lévis	M. Jean Gosselin M[me] Françoise Legault	DM18 à DM18.3
Comité sectoriel de l'industrie de la métallurgie du Québec	M. Serge Bergeron	DM23
Confédération des syndicats nationaux (CSN)	M. Michel Forget M[me] Isabelle Ménard M. Roger Valois	DM106
Conférence régionale des élu(e)s de la Chaudière-Appalaches	M. Raymond Cimon M. Maurice Sénécal M. Martin Vaillancourt	DM131
Conseil du patronat du Québec	M. Yves-Thomas Dorval M[me] Norma Kozhaya	DM105
Conseil patronal de l'environnement du Québec	M[me] Hélène Lauzon	DM60

Conseil pour la réduction des accidents industriels majeurs (CRAIM)	M. Richard Desgagnés M. Yves Dubeau	DM36 à DM36.2
Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches (CRECA)	M. Guy Lessard M. Cosmin Vasile	DM134 DM134.1
Conseil régional de l'environnement de la Montérégie	M. Daniel Cyr M. Bruno Gadrat	DM8
Conseil régional de l'environnement du Centre-du-Québec (CRECQ)	M. Gilles Brochu M. Éric Perreault	DM132
Conseil régional de l'environnement Mauricie (CRE)		DM170
Directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches, Montérégie	M. Philippe Lessard M. Gilles W. Grenier M[me] Jocelyne Sauvé	DM100 DM100.1
DnB NOR Markets		DM41
Dundee Capital Markets		DM77
Environnement Jeunesse	M[me] Sandra Giasson-Cloutier M. Jérôme Normand M[me] Amélie Trottier-Picard	DM172
Équiterre	M. Steven Guilbeault M. Guillaume Plamondon	DM167 DM167.1
Ernst & Young	M[me] Sonia Lacombe	DM116 DM116.1
Fédération des chambres de commerce du Québec	M. Dany Lemieux	DM26
Fédération des travailleurs et travailleuses du Québec (FTQ)	M. Michel Arsenault M. Robert Demers M. Joe Gargiso	DM160
Fédération québécoise des municipalités		DM184
GASTEM	M. Raymond Savoie M. Stéphane Séjourné M. David Vincent	DM168 DM168.1
Gaz Métro	M[me] Julie Gameau M. Martin Imbleau	DM62 à DM62.2
Géophysique GPR international inc.	M. Réjean Paul M. Renaud Robitaille	DM165 DM165.1

Grand Conseil de la nation Waban-Aki (GCNW)	M. Denis Landry M. Jacques Watso	DM200
Greenpeace	M. Éric Darier	DM52
Groupe-conseil UDA inc.	M. Réjean Racine	DM174
Groupe d'étudiants de l'Université d'Ottawa	M[me] Susana L. Alvarez M. Alexandre Davignon-Roussille M[me] Sophie Gagnon-Morasse M[me] Sylvie Lavergne	DM142
Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)	M. Éric Blackburn M. Nicholas Pinel M[me] Valentina Poch	DM152
Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines (GRIES)	M. Vincent Cloutier M. Alain Rouleau	DM103 DM103.1
Groupe d'initiatives et de recherches appliquées au milieu (GIRAM)		DM76
Groupe écologique Crivert		DM51
Industries DEA inc.		DM156
Intragaz inc.		DM32
Johnston-Vermette	M. David Johnston M. Luc Vermette	DM50 DM50.1
Junex inc.	M. Jean-Yves Lavoie M. Jean-Sébastien Marcil M. Dave Pépin	DM136
Les AmiEs de la Terre de l'Estrie	M. André Nault	DM11
Les Amis de la Vallée du Saint-Laurent		DM69
Les Ami(e)s du Richelieu		DM14
Les étudiants à la maîtrise en sciences de l'environnement du l'UQAM	M. Hugues Asselin M[me] Natacha Boisjoly M. Bernard Dufour M[me] Lisa Gravel	DM173
Ligues des droits et libertés	M[me] Marie-Josée Béliveau M. Vincent Greason	DM99
Manufacturiers et Exportateurs de la Mauricie et du Centre-du-Québec		DM198

Manufacturiers et Exportateurs du Québec	M[me] Audrez Azoulay M. Simon Prévost	DM194
MCN[21] Énergie	M. Daniel Breton	DM177
MRC de Bécancour	M. Jean-Guy Paré M. Maurice Richard	DM55
MRC de Lotbinière et municipalité de Leclercville		DM65 DM65.1
MRC des Maskoutains	M. Gabriel Michaud M[me] Francine Morin	DM22
MRC de Rouville	M[me] Katherine Durocher M. Michel Picotte M. Francis Provencher	DM92
MRC de Nicolet-Yamaska	M. Jean-François Albert M. Alain Drouin	DM5
Mouvement Au Courant	M. John Burcombe	DM153 à DM153.3
Mouvement d'appui au gaz de shale (MAGS)	M. Damien Adam M. Michel Landry	DM37
Mouvement Pocatois de mobilisation contre les gaz de shale		DM112
Municipalité de Fortierville		DM4 DM4.1
Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu	M. Jean-François Giroux M. Martin Lévesque	DM87
Municipalité de Saint-David		DM17
Municipalité de Saint-Marcel-de-Richelieu	M. Yvon Pesant	DM49 à DM49.3
Nature-Action Québec (NAQ)		DM104
Nature Québec et STOP	M. François Cantin M. Christian Simard M. Thomas Welt	DM166 DM166.1
Ordre des ingénieurs du Québec		DM187
Ordre des géologues du Québec		DM123

Organisme de bassins versants de la zone du Chêne (OBV du Chêne)	M^me^ Sandrine Desaulniers M. Jean-Pierre Ducruc	DM162
Ottawa-Écojustice. Clinique de droit de l'environnement		DM83
Pareto Securities AS		DM42
Parti québécois	M. Robert Corneau M. Scott McKay M^me^ Martine Ouellet	DM192 DM192.1
Parti vert du Québec	M. Dany Ouellet M. Claude Sabourin	DM124 à DM124.3
Projet Montréal	M. Richard Bergeron M^me^ Josée Duplessis	DM128 à DM128.3
Québec solidaire	M^me^ Nadine Beaudoin M^me^ Françoise David	DM86
Québec solidaire Nicolet-Yamaska	M^me^ Denise Gendron M. Jean Proulx	DM24
Québec solidaire Rouyn-Noranda Témiscamingue		DM164
Québec solidaire Saint-Hyacinthe		DM25
Québec solidaire Université Laval	M. Rafaël Langevin	Verbal
Questerre Energy		DM129
Regroupement citoyen « Mobilisation gaz de schiste » de Saint-Marc-sur-Richelieu	M. Pierre Batellier M^me^ Johanne Béliveau	DM163 DM163.1
Regroupement des conseils régionaux de l'environnement	M. Philippe Bourke M. Cédric Chaperon	DM108
Regroupement des médecins pour un environnement sain (RMES)	M. Jacques Levasseur	DM81 DM81.1
Regroupement des organismes de bassins versants du Québec (ROBVQ) et les organismes de bassins versants partenaires (OBV)	M^me^ Sandrine Desaulniers M. Jean Landry M. Jean-Paul Raîche M^me^ Alexandra Roio M. Antoine Verville	DM96

Regroupement pour la responsabilité sociale des entreprises (RRSE) et Bâtirente	M. Philippe Bélanger M^me^ Esther Champagne M. François Meloche	DM143
Réseau de milieux naturels protégés		DM47
Réseau environnement	M. Philippe Kouadio M^me^ Josée Méthot	DM59
Réseau québécois des groupes écologistes		DM113
RS Platou Markets		DM191
SEB Enskilda AS		DM43
Société pour la nature et les parcs du Canada – Section Québec (SNAP)		DM149
Solidarité populaire Richelieu-Yamaska	M. Jean Brouillette	DM114
Solidarité rurale du Québec	M^me^ Claire Bolduc M. Cherkaoui Ferdous	DM138
Stratégies Saint-Laurent	M. Pierre Latraverse	DM126 DM126.1
Syndicat des propriétaires forestiers de la région de Québec	M. Martin J. Côté M. Denis Villeneuve	DM133
Table des préfets et élus de la Couronne Sud	M. Sébastien Gagnon M. Gilles Plante	DM158
Table de concertation des industries métallurgiques du Québec	M. Serge Bergeron	DM23
Talisman Energy	M^me^ Hope Deveault-Henderson M. Jim Fraser M. Scott Sobie	DM147 DM147.1
Terre citoyenne	M. Laurent Lamarre	DM102 DM102.1
Union des municipalités du Québec et Communauté métropolitaine de Montréal	M. Jean-Philippe Boucher M^me^ Marieke Cloutier M. Michel Gilbert M. Denis Lapointe M. François Sourmani	DM95 DM95.1
Union des producteurs agricoles (UPA)	M. Christian Lacasse M. David Tougas	DM130

Union paysanne	M. Denis Dessaint	DM56
Ville de Huntingdon	M. Stéphane Gendron	DM185
Ville de Lévis	M. Jean-Claude Bouchard M. Benoît Chevalier M. Jean-Luc Daigle M. Guy Dumoulin	DM16
Ville de Longueuil		DM196
Ville de Mont-Saint-Hilaire		DM64

Au total, 199 mémoires ont été déposés à la commission d'enquête, dont 123 ont été présentés en séance publique, ainsi que 8 opinions verbales. Quant aux mémoires non présentés, la commission a pris les dispositions afin de confirmer le lien entre ces mémoires et leurs auteurs.

Annexe 3

L'encadrement législatif au Québec et à l'étranger

Droit dans le sous-sol et droit de surface

Au Québec, en Alberta et en Colombie-Britannique, l'État est propriétaire des droits du sous-sol, ce qui est à l'origine des dispositions sur les conditions auxquelles peut s'exercer le droit d'accès au terrain. Au Québec, le promoteur a le droit d'accès au terrain sous réserve d'en convenir avec le propriétaire du droit de surface ou d'obtenir le droit d'expropriation avec l'autorisation du gouvernement. En Alberta et en Colombie-Britannique, le promoteur a l'obligation de consulter le propriétaire du droit de surface et, à défaut d'entente, un organisme gouvernemental, le Surface Right Board, peut accorder une expropriation et déterminer le montant de la compensation. Dans les États américains consultés, les droits dans le sous-sol ne sont pas du domaine public et n'appartiennent pas à l'État, sauf lorsque celui-ci est propriétaire du droit de surface. Le propriétaire du droit de surface peut être également propriétaire des droits dans le sous-sol, auquel cas il peut disposer librement de ces droits et recevoir les redevances. C'est pourquoi les cadres législatifs de ces États ne peuvent être transposés intégralement au Québec.

Terrains soustraits

Au Québec, la *Loi sur les mines* ne soustrait pas des terrains à l'exploration et à l'exploitation gazière. La nouvelle *Loi sur les mines* de l'Ontario soustrait des terrains au jalonnement. À moins que le ministre y consente, sont soustraits le terrain figurant dans un plan de lotissement enregistré, le lot résidentiel, le lot pour chalet, le terrain à usage ferroviaire, le terrain partie d'un aéroport, le terrain municipal à des fins publiques, le réservoir artificiel, le barrage (a. 29), sont soustraits aussi les parcs provinciaux et les réserves de conservation (a. 31), de même que les jardins, vergers, vignobles, pépinières, plantations et lieux de plaisance (a. 32). De plus, au sud de la province, la loi soustrait les droits miniers détenus par la Couronne en ce qui concerne les terres dont les droits de surface relèvent de propriétaires privés.

Mode d'attribution des droits gaziers

En Alberta et en Colombie-Britannique, les droits sont accordés aux demandeurs après un appel d'offres. Au Québec, les droits ont été accordés sur demande (« premier arrivé, premier servi »). Ils peuvent aussi avoir été obtenus à la suite de l'entrée en vigueur, le 21 janvier 2010, de modifications à la *Loi sur les mines* adoptées en 1998. Cette loi prévoit également le mode d'attribution par appel d'offres dans les cas particuliers.

Consultation préalable

Au Québec, le promoteur n'a pas l'obligation de soumettre son projet à une consultation préalable des citoyens, privée ou publique. En Alberta, suivant le *Participant Involvment Program*, le promoteur doit tenir une consultation auprès de personnes déterminées dans un périmètre également défini dont il fait rapport en soutien à sa demande de permis à l'organisme gouvernemental. Il en est de même en Colombie-Britannique selon le règlement *Consultation and Notification Regulation*.

Concertation

Au Québec, les commissions régionales des ressources naturelles et du territoire implantées par les conférences régionales des élus ont pour mandat de réaliser un plan régional de développement intégré des ressources et du territoire en conformité avec les orientations gouvernementales, les orientations du ministre des Ressources naturelles et de la Faune et, le cas échéant, toute autre orientation élaborée par un ministre concerné. En Colombie-Britannique, un comité consultatif a été mis en place pour un territoire particulier, le « Northeast Energy and Mines Advisory Committee » (NEEMAC), composé de représentants d'organismes du milieu (propriétaires résidents, autochtones, gens d'affaires, agriculteurs, groupes environnementaux), de l'industrie, du gouvernement local et de l'organisme gouvernemental.

Compétences municipales

Au Québec, les autorités municipales n'interviennent pas dans le processus de décision et de contrôle de la réalisation des activités. En Alberta, le gouvernement établit les plans régionaux auxquels les municipalités doivent accorder leur réglementation. Le promoteur doit consulter les autorités municipales. Un permis émis par l'organisme gouvernemental a préséance sur un plan ou sur un règlement de zonage et la municipalité doit autoriser l'utilisation prévue au permis. En Colombie-Britannique, le ministre s'enquiert de la position des autorités locales au moment où le promoteur veut acquérir un droit de l'État lors de l'appel d'offres. S'il accorde le droit, la municipalité adapte sa planification du territoire et sa réglementation. Le promoteur doit consulter les autorités municipales.

Autorité gouvernementale responsable

Au Québec, selon l'étape de l'activité, des autorisations sont émises essentiellement par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs ainsi que par la Commission de protection du territoire agricole du Québec. En Colombie-Britannique, les autorisations portant sur la ressource et celles en lien avec la protection de l'environnement sont émises par un même organisme gouvernemental, la « Oil and Gas Commission ». Il en est de même en Alberta où ce pouvoir est accordé à l'organisme gouvernemental « Energy Resources Conservation Board ». En Pennsylvanie, les autorisations sont toutes émises par le Bureau of Gas and Oil Management attaché au Pennsylvania Department of Environmental Protection. Dans l'État de New York, elles sont émises par le Department of Environmental Conservation.

Annexe 4

Les personnes-ressources invitées

Les personnes-ressources choisies par le BAPE

M. Joe Adams	Pennsylvania Bureau of Oil and Gas Management
M. Brian Bohm	ALL Consulting
M. Jim Fuller	Pennsylvania Bureau of Oil and Gas Management
M^{me} Christiane Gagnon	Université du Québec à Chicoutimi – Professeure titulaire – Département des sciences humaines – Codirectrice du centre de recherche en développement du territoire
M. Éric Gélinas	Université de Sherbrooke – Professeur de fiscalité – Département de sciences comptable et fiscalité
M. Jean-Paul Lacoursière	Université de Sherbrooke – Professeur associé – Département de génie chimique – Faculté d'ingénierie
M. Denis Lavoie	Ressources naturelles Canada – Commission géologique du Canada – Division Québec
M. Michel Malo	Institut national de recherche scientifique – Centre eau, terre et environnement
M. John Molson	Université Laval – Département de géologie et de génie géologique
M. Eugene Pine	Pennsylvania Bureau of Oil and Gas Management
M. Christopher Tersine	Pennsylvania Bureau of Oil and Gas Management
M. René Therrien	Université Laval – Département de géologie et de génie géologique

Les personnes-ressources du gouvernement

M. Lévis Yockell, porte-parole M[me] Marlène Thiboutot	Commission de protection du territoire agricole du Québec
M. Sébastien Gagnon	Institut de la statistique du Québec
M[me] Claudine Beaudoin, porte-parole M. Sylvain Boucher M. Simon Castonguay M. Jean-Philippe Côté M[me] Chantal Duford M. Alain Roseberry	Ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire
M. Marc-André Bertrand, porte-parole M. Claude Martin	Ministère de l'Agriculture,des Pêcheries et de l'Alimentation
M[me] Francine Audet, porte-parole M[me] Renée Loiselle, porte-parole M. Paul Benoît M[me] Marie-Ève Boucher M[me] Isabelle Guay M. Michel Ouellet M. Pierre Paquin M. Charles Poirier M[me] Martine Proulx M. Martin Tremblay	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs
M. Luc Monty, porte-parole M. David St-Martin	Ministère des Finances
M. Jean-Yves Laliberté, porte-parole M. Jean-François Lamarre M. Gilles Lehoux M[me] Suzie Martel M. Robert Thériault	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune
M. Paul Jr. Bergeron	Ministère du Revenu
M. Jean-Pierre Vigneault, porte-parole M[me] Rolande Allard M[me] Geneviève Brisson M. Gaétan Carrier M. Jean-Bernard Drapeau M. Guy Sanfaçon	Ministère de la Santé et des Services sociaux
M[me] Francine Belleau, porte-parole M[me]Chantal Bilodeau M. Roger Gaudreau	Ministère de la Sécurité publique
M. François Hallé, porte-parole	Ministère des Transports

Les personnes-ressources de l'industrie

M[me] Hope Deveau-Henderson, porte-parole	**Association pétrolière et gazière du Québec**
	Représentants de l'Association :
M. Steve Glavac M. Chad Holowatuk M. Paul Myers	Cambriam Energy Inc.
M. Mel Stahl	Canadian Forest Oil
M. Andrew McLellan	Clean Energy Consulting inc.
M. John Conrad	Conrad Geosciences Corp.
M. Scott Cline	Consultant indépendant
M. Bryan Leece M. Kerry O'Shea	Dillon Consulting
M. Tim Leshchyshyn	Fracturing Horizontal Well Completions inc.
M. Rob McManus	Fulcrun Strategic Consulting
M. Daniel Denis	Groupe Secor
M. Réjean Racine	Groupe-conseil UDA
M. Jean-Yves Lavoie	Junex
M. Pascal St-Onge	LXL Consulting inc.
M. Daniel Kilcullen	Orica
M[me] Dollis M. Wright	Quality Environmental Professional Associates
M. Jean-Luc Allard M. Denis Isabel	SNC-Lavalin
M. Kim Brenneis M. James B. Fraser M. Mike Gadde M[me] Ramona Hill M[me] Nabila Lazreg Larsen M. Bob Nodwell M. Vincent Perron M. Scott Sobie M. Nicki Stevens M. Doug Iverson	Société d'énergie Talisman
M. Tim Considine	University of Wyoming – School of Energy Resources

M. Robert Rousseau, porte-parole M. Jean Trudelle, porte-parole M. Simon Garneau M. Éric Hurbubise M. Martin Imbleau M. Jean-Pierre Noël M. Yannick Rasmussen	**Gaz Métro**
	Représentant de Gaz Métro :
M. Claude Veilleux	Groupe-conseil UDA

Collaboration d'autres personnes-ressources

M[me] Johanne Lamontagne	Bureau d'assurance du Canada
M. Marc Provencher	Environnement Canada
M[me] Marie-José Nadeau	Hydro-Québec
M. François Poulin	Ministère de la Culture, des Communications et de la Condition féminine
M. Denis Lavoie	Ressources naturelles Canada

Annexe 5

Le programme des ateliers sur le développement durable

Le 12 octobre 2010 à 14 h

Les aspects humains

Les sujets suivants ont été abordés : les impacts sociaux et les façons de faire pour les minimiser, les réactions attendues de la population face à des projets d'envergure, la gestion de la sécurité et de l'environnement ainsi que la santé publique.

Les experts invités

M[me] Christiane Gagnon, professeure titulaire – Université du Québec à Chicoutimi – Département des sciences humaines – Codirectrice du centre de recherche en développement du territoire

M. Jean-Paul Lacoursière, professeur associé – Université de Sherbrooke –Département de génie chimique – Faculté d'ingénierie

M. Jean-Pierre Vigneault, coordonnateur, ministère de la Santé et des Services sociaux

Le 12 octobre 2010 à 19 h 30

Les aspects économiques

Les sujets suivants ont été abordés : les retombées économiques, la tarification et les politiques de taxation aux entreprises, ainsi que les redevances.

Les experts invités

MM. Jean François Lamarre et Jean-Yves Laliberté, ing., M. Sc., coordonnateur de l'exploration, ministère des Ressources naturelles et de la Faune

M. Luc Monty, sous-ministre adjoint à la politique budgétaire et à l'économique, ministère des Finances

M[me] Hope Deveau-Henderson, M.B.A., présidente, Comité des affaires gouvernementales et des communications, Association pétrolière et gazière

M. Éric Gélinas
Professeur de fiscalité – Université de Sherbrooke – Département de sciences comptable et fiscalité

M. Sébastien Gagnon, économiste
Institut de la statistique du Québec

Le 13 octobre 2010 à 14 h et 19 h 30

Les aspects biophysiques

Les sujets suivants ont été abordés : la réglementation applicable en Pennsylvanie, le forage et la fracturation hydraulique, ainsi que la recherche scientifique sur les caractéristiques physiques des roches dans un système pétrolier.

Les experts invités

MM. Eugene Pine, directeur, Christopher Tersine et Joe Adams du Bureau of Oil and Gas Management du Pennsylvania Department of Environmental Protection

M. Brian Bohm, ALL Consulting

M. Michel Malo, Institut national de la recherche scientifique, centre eau, terre et environnement

M. Denis Lavoie, Ressources naturelles Canada, Commission géologique du Canada, Division du Québec

M. René Therrien, Département de géologie et de génie géologique, Université Laval

Annexe 6

Les programmes des missions et des visites sur le terrain

15 septembre 2010 **Alberta, Canada**

Rencontre de travail à Calgary avec des représentants du *Energy Resources Conservation Board*, organisme responsable du développement des ressources énergétiques de l'Alberta, pour discuter des façons de faire dans cette province.

Participant BAPE :	Participants :
BAPE	*Energy Resources Conservation Board*
M. Jacques Locat, commissaire	M. Dan McFadyen, Chairman M. Cal Hill, Executive Manager, Regulatory Development Branch M^me^ Brenda Austin, Manager, Environmental Monitoring and Regulation Group

20 septembre 2010 **Colombie-Britannique, Canada**

Visioconférence avec des représentants de la *Oil and Gas Commission* de la Colombie-Britannique, organisme gouvernemental qui supervise les opérations liées à l'exploitation des ressources pétrolières et gazières, pour partager leur expérience.

Participants :	Participants :
BAPE	*Oil and Gas Commission*
MM. Pierre Fortin, Michel Germain, Jacques Locat, M^me^ Nicole Trudeau, commissaires M^mes^ Édith Bourque, Sandrine Messager, analystes M. René Lefebvre, conseiller scientifique	M. Alex Ferguson, Commissioner, CEO M^me^ Karen Larsen, Manager, Executive Operations M. Paul Jeakins, Deputy Commissioner of Regulatory Affairs and Stewardship M. Ken Paulson, Chief Engineer and Deputy, Commissioner of Engineering M. Graham Currie, Corporate Affairs Leader

23 septembre 2010 **Colombie-Britannique, Canada**

Visioconférence avec des représentants du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolifères de la Colombie-Britannique, responsable notamment de l'application du régime de redevances dans cette province.

Participants :	Participants :
BAPE	*Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources*
MM. Pierre Fortin, Michel Germain, Jacques Locat, M^me^ Nicole Trudeau, commissaires M^mes^ Édith Bourque, Sandrine Messager, analystes M. René Lefebvre, conseiller scientifique	M. Graeme McLaren, Assistant Deputy Minister M. Ines Piccinino, Executive Director, Royalty Policy Branch M^me^ Linda Beltrano, Executive Director, Major Initiatives Branch M^me^ Ingrid Strauss, Director, Services and Partnerships, Major Initiatives Branch

Du 26 au 28 septembre 2010	**État du Texas, États-Unis**
	Participants : M. Jacques Locat, M[me] Nicole Trudeau, commissaires M[me] Édith Bourque, analyste M. Louis Dériger, conseiller spécial
	Accompagnés de M. Yoann Turquetil de la Délégation du Québec à Atlanta
26 septembre	Rencontre avec le maire Calvin Tillman sur l'expérience de la ville de Dish quant au développement de l'industrie des gaz de schiste sur son territoire et à proximité.
27 septembre	Visites de terrain à Forth Worth au Texas en compagnie de représentants de *Quicksilver Resources*, compagnie d'exploration et de production de gaz, et de *Barnett Shale Energy Education Council*, organisme voué à l'information du public sur les activités liées à la production des gaz de shale de la formation Barnett dans le nord du Texas ; observation des activités de forage, de fracturation hydraulique, de traitement et de transport du gaz, et de gestion des eaux.
	Personnes rencontrées de *Quicksilver Resources* : M. Stephen Lindsey, Senior Director Governmental Affairs and Community Relations M. Stan Page, Senior Vice President and Chief Operating Officer, North American Operations M. Chris Mundy, Vice President Reservoir Engineering and Completions M. Joe Ferley, Vice President Operations M. Shawn Anderson, Manager, Operations M. Dennis Barnett, Drilling Superintendant M. Keith Mouser, Senior Director of Health Safety and Environment
	Personne rencontrée du *Barnett Shale Energy Education Council :* M. Ed Ireland, Executive Director
27 septembre	Rencontre de travail avec le chef de la direction de *Barnett Shale Energy Education Council*, M. Ed Ireland, Ph. D., sur l'acceptabilité sociale et les enjeux liés à l'industrie dans le bassin Barnett.
28 septembre	Rencontre à Austin avec des représentants de la *Railroad Commission of Texas – Oil and Gas Division*, organisme de réglementation, sur l'acceptabilité sociale et les enjeux liés à l'industrie.
	Personnes rencontrées du *Railroad Commission of Texas* : M. John Tintera, Executive Director M. Ramon Fernandez, Acting Deputy Director, Field Operations M. Gil Bujano, Assistant Director, Technical Permitting

28 septembre	Rencontre à Austin avec un scientifique sénior de l'*Environmental Defense Fund*, M. Ramon Alvarez, Ph. D., sur les enjeux liés aux activités d'exploration et d'exploitation des gaz de shale.
28 septembre	Rencontre à Austin avec des représentants de la *Texas Commission on Environmental Quality* sur l'acceptabilité sociale et les enjeux liés à l'industrie. Personnes rencontrées de la *Texas Commission on Environmental Quality* : M. Buddy Garcia, Commissioner M. Stephen M. Niemeyer, Border affairs manager, Intergovernmental Relations M. Becky Walker, Assistant M. Kevin Cauble, Emissions inventory M. Tim Doty, Monitoring Operations Division M^{me} Carla Kinslow, Toxicology M. Darrell McCant, Toxicology M. Keith Sheedy, Chief's Engineer's Office M. Tony Walker, Regional Director M^{me} Kimberly Wilson, Office of Water
Du 30 novembre au 2 décembre 2010	**États de Pennsylvanie et de New York** Participants : MM. Pierre Fortin, Michel Germain, Jacques Locat, commissaires M^{me} Sandrine Messager, analyste Accompagnés d'Alain Olivier et Jean-Philippe Arseneau de la Délégation du Québec à New York
30 novembre	Rencontre de travail à Harrisburg avec la coalition *Citizens for Pennsylvania's Future (PennFuture)* pour connaître ses préoccupations et pour discuter du traitement des plaintes. Personnes rencontrées : M. Heather Sage, Vice President M. Steve Stroman, Policy Director M. John Bailie, Senior Attorney Rencontre de travail avec des représentants de la *Susquehanna River Basin Commission* pour discuter de la gestion de l'eau. Personnes rencontrées : M. Paul Swartz, Executive Director M. Jim Richenderfer, Director of Technical Porgrams M. Thomas W. Beauduy, Deputy Director & Counsel

30 novembre	Rencontre de travail avec des représentants du *Pennsylvania Department of Environment Protection – Bureau of Oil and Gas Management* et du *Department of Conservation and Natural Resources* pour échanger sur la réglementation et les mesures de contrôle. Personnes rencontrées du *Pennsylvania Department of Environment Protection – Bureau of Oil and Gas Management* : M. Scott R. Perry, Director M. Eugene W. Pine, Chief Subsurface Activities Section Personnes rencontrées du *Department of Conservation and Natural Resources* M. Nathan S. Bennett, Manager, Marcellus Shale Program M^me^ Ariane M. Proctor, Senior Geologic Scientist, Marcellus Shale Program
1^er^ décembre	Visite des installations et équipements industriels du nord de la Pennsylvanie, notamment dans le Bradford County (forage, fracturation hydraulique, exploitation, transport, compresseurs), en compagnie de représentants du Bureau régional du *Pennsylvania Department of Environment Protection*. – Pennsylvania Independent Oil and Gas Association, pour une introduction sur les activités en Pennsylvanie. – Chesapeake Energy Corporation, pour discuter des technologies de traitement de l'eau. – Talisman Energy USA Inc., pour discuter des activités de forage et de sécurité, de la gestion de l'eau et des boues ainsi que du traitement et du transport du gaz. Personnes rencontrées du bureau regional *Pennsylvania Department of Environment Protection* : M. David E. Engle, Oil and Gas Management Program Northcentral Region M. John W. Ryder, Oil and Gas Management Program Northcentral Region Personne rencontrée du Pennsylvania Independent Oil and Gas Association : M. Lou D'Amico, President and Executive Director Personnes rencontrées de Chesapeake Energy Corporation : M. Mike Narcavage, Manager – Corporate Development M. Dan J. Lopata, Completion Superintendent Personnes rencontrées de Talisman Energy Inc. : M. James Fraser, Vice-President M. Sheldon Lillico, Field Manager M^me^ Ramona Hill, Drilling Engineer
1^er^ décembre	Échange avec M^me^ Victoria Switzer, résidente de la ville de Dimock en Pennsylvanie, qui présente son expérience.
2 décembre	Rencontre de travail à Albany dans l'État de New York avec des représentants de *EPA (Environmental Protection Agency) Région 2* pour discuter des études en cours et des résultats attendus.

Personnes rencontrées :
M[me] Kathleen Malone, Natural Shale Gas Extraction & Production Coordinator and Federal Facilities Program Manager
M. John Fillipelli, head of the regional National Environmental Policy Act

2 décembre

Rencontre de travail avec le *New York State Department of Environmental Conservation* pour discuter de la réglementation.

Personnes rencontrées :
M. Val Washington, Deputy Commissioner
M. Bradley Field, Director, Division of Mineral Resources
M[me] Kathleen Sanford, Assistant Director, Division of Mineral Resources

10 décembre 2010

Québec, Canada

Visite de trois sites d'exploration en Montérégie pour constater visuellement le milieu dans lequel s'inséraient les travaux d'exploration gazière au Québec.

Site de Canadien Forest Oil, Saint-Denis-sur-Richelieu

Site de Cambrian, La Présentation

Site de Cambrian, Saint-Hyacinthe

Participants :	Participants :
BAPE	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs
MM. Pierre Fortin, Jacques Locat, M[me] Nicole Trudeau, commissaires M[me] Sandrine Messager, analyste M[me] Suzanne Godbout, conseillère juridique	M[me] Francine Audet, porte-parole M[me] Édith Boccangello, contrôle et inspection M. Mathieu Marchand, émission des certificats d'autorisation

Annexe 7

Les seize principes du développement durable et leur définition

« Santé et qualité de vie » : les personnes, la protection de leur santé et l'amélioration de leur qualité de vie sont au centre des préoccupations relatives au développement durable. Les personnes ont droit à une vie saine et productive, en harmonie avec la nature ;

« équité et solidarité sociale » : les actions de développement durable doivent être entreprises dans un souci d'équité intra et intergénérationnelle ainsi que d'éthique et de solidarité sociales ;

« protection de l'environnement » : pour parvenir à un développement durable, la protection de l'environnement doit faire partie intégrante du processus de développement ;

« efficacité économique » : l'économie du Québec et de ses régions doit être performante, porteuse d'innovation et d'une prospérité économique favorable au progrès social et respectueuse de l'environnement ;

« participation et engagement » : la participation et l'engagement des citoyens et des groupes qui les représentent sont nécessaires pour définir une vision concertée du développement et assurer sa durabilité sur les plans environnemental, social et économique ;

« accès au savoir » : les mesures favorisant l'éducation, l'accès à l'information et la recherche doivent être encouragées de manière à stimuler l'innovation ainsi qu'à améliorer la sensibilisation et la participation effective du public à la mise en œuvre du développement durable ;

« subsidiarité » : les pouvoirs et les responsabilités doivent être délégués au niveau approprié d'autorité. Une répartition adéquate des lieux de décision doit être recherchée, en ayant le souci de les rapprocher le plus possible des citoyens et des communautés concernés ;

« partenariat et coopération intergouvernementale » : les gouvernements doivent collaborer afin de rendre durable le développement sur les plans environnemental, social et économique. Les actions entreprises sur un territoire doivent prendre en considération leurs impacts à l'extérieur de celui-ci ;

« prévention » : en présence d'un risque connu, des actions de prévention, d'atténuation et de correction doivent être mises en place, en priorité à la source ;

« précaution » : lorsqu'il y a un risque de dommage grave ou irréversible, l'absence de certitude scientifique complète ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir une dégradation de l'environnement ;

« protection du patrimoine culturel » : le patrimoine culturel, constitué de biens, de lieux, de paysages, de traditions et de savoirs, reflète l'identité d'une société. Il transmet les valeurs de celle-ci de génération en génération et sa conservation favorise le caractère durable du développement. Il importe d'assurer son identification, sa protection et sa mise en valeur, en tenant compte des composantes de rareté et de fragilité qui le caractérisent ;

« préservation de la biodiversité » : la diversité biologique rend des services inestimables et doit être conservée pour le bénéfice des générations actuelles et futures. Le maintien des espèces, des écosystèmes et des processus naturels qui entretiennent la vie est essentiel pour assurer la qualité de vie des citoyens ;

« respect de la capacité de support des écosystèmes » : les activités humaines doivent être respectueuses de la capacité de support des écosystèmes et en assurer la pérennité ;

« production et consommation responsables » : des changements doivent être apportés dans les modes de production et de consommation en vue de rendre ces dernières plus viables et plus responsables sur les plans social et environnemental, entre autres par l'adoption d'une approche d'écoefficience, qui évite le gaspillage et qui optimise l'utilisation des ressources ;

« pollueur payeur » : les personnes qui génèrent de la pollution ou dont les actions dégradent autrement l'environnement doivent assumer leur part des coûts des mesures de prévention, de réduction et de contrôle des atteintes à la qualité de l'environnement et de la lutte contre celles-ci ;

« internalisation des coûts » : la valeur des biens et des services doit refléter l'ensemble des coûts qu'ils occasionnent à la société durant tout leur cycle de vie, depuis leur conception jusqu'à leur consommation et leur disposition finale.

Annexe 8

La documentation

Les centres de consultation

Bibliothèque de Bécancour

Bibliothèque municipale
Côme- Saint-Germain
Drummondville

Bibliothèque municipale de
Saint-Apollinaire

Bibliothèque T.-A.-Saint-Germain
Saint-Hyacinthe

Université du Québec à Montréal
Montréal

Bureau du BAPE
Québec

La documentation déposée dans le contexte du mandat

Procédure

PR1 Ne s'applique pas.

PR2 Ne s'applique pas.

PR3 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Le développement du gaz de schiste au Québec. Document technique*, 15 septembre 2010, 26 pages.

PR3.1 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. Erratum *relatif à la section 4.3 du document technique PR3*, 28 septembre 2010, 2 pages.

PR3.2 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. Erratum *relatif à la page 6, figure 2 du document technique PR3*, 20 octobre 2010, 1 page et figure.

PR3.3 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. Erratum *relatif aux pages 2, 4 et 6, figure 2 du document technique PR3*, 20 octobre 2010, 1 page et figure.

Par les personnes-ressources

DB1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les basses-terres du Saint-Laurent*, document de travail, octobre 2010, 46 pages et annexe.

DB2 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Présentation sur l'état de situation des activités et les perspectives*, octobre 2010, 24 pages.

DB3 COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA CGC–QUÉBEC. *Présentation relative au shale d'Utica – Contexte géologique*, octobre 2010, 25 pages.

DB4 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Présentation relative aux orientations du gouvernement concernant le gaz de schiste*, octobre 2010, 9 pages.

DB5 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Processus d'exploration pétrolière et gazière au Québec. Cadre législatif et réglementaire*, 5 octobre 2010, 13 pages.

DB6 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Note d'instruction du MDDEP confirmant la nécessité d'obtenir un c.a. pour la fracturation et instruction d'inspection du MDDEP.*
[En ligne : www.mddep.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/10-07.htm]

DB7 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Figures illustrant les aires protégées : Centre-du-Québec, Chaudière-Appalaches et Montérégie*, septembre 2010.

DB8 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Note d'instruction 98-1 sur le bruit, note révisée*, 9 juin 2006, 22 pages.

DB9 GAZ MÉTRO. *Carte du réseau de gaz naturel au Québec et rôles respectifs*, novembre 2003, 2 pages.

DB10 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Intrants utilisés dans les solutions de fracturation – Gaz de schiste*, 28 septembre 2010, 2 pages.

DB10.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Intrants pouvant être utilisés dans les solutions de fracturation selon les fiches signalétiques fournies par l'industrie au Québec (2008-2010)*, 2 pages.

DB10.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Mise à jour du tableau. Intrants utilisés dans les solutions de fracturation selon les fiches signalétiques fournies par l'industrie au Québec (2007-2010)*, 2 pages.

DB11 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Tableau synthèse des résultats de caractérisation des eaux usées résultant de la fracturation hydraulique des puits de gaz de schiste*, 23 septembre 2010, 1 page.

DB11.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Mise à jour du tableau. Résultats de caractérisation d'eaux usées non traitées provenant du forage ou de la fracturation hydraulique de puits de gaz de shale (janvier 2008 à octobre 2010)*, 9 décembre 2010, 2 pages.

DB12 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Résultats de la caractérisation de 13 eaux usées non traitées, résultant de la fracturation hydraulique (janvier 2008 à juillet 2010) et critères de qualité de l'eau de surface*, 1er octobre 2010, 2 pages.

DB12.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Mise à jour du tableau. Résultats de caractérisation d'eaux usées non traitées provenant du forage ou de la fracturation hydraulique de puits de gaz de shale (janvier 2008 à octobre 2010) et critères de qualité de l'eau de surface*, 9 décembre 2010, 2 pages.

DB13 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Compilation pétrolière et gazière – Basses-terres du Saint-Laurent*, 1 page.

DB14 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Rapports hydrogéologiques*.

DB15 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Communiqué relatif aux puits d'exploration d'hydrocarbures en Gaspésie. Travaux de fermeture sécuritaire de puits orphelins*, 15 juillet 1999, 2 pages.

DB16 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Cas de projet pilote – Un site à puits unique, eau transportée par camion, cas de développement – 8 puits par site, eau transportée par pipeline et nombre de camions utilisés en moyenne durant la phase forage et complétion*, 6 octobre 2010, 2 pages.

DB16.1 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. Nouvelle version du document DB16 : *Cas de projet pilote – Un site à puits unique, eau transportée par camion, cas de développement – 8 puits par site, eau transportée par pipeline et nombre de camions utilisés en moyenne durant la phase forage et complétion*, 7 octobre 2010, 2 pages.

DB17 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Lien pour la vidéo sur le site Internet de l'Association*, 6 octobre 2010, 1 page.
[En ligne : www.apgq-qoga.com/html/fr/utica.php]

DB18 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Détails des coûts liés au forage d'un puits d'exploration au Québec*, 6 octobre 2010, 2 pages.

DB19 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Courbe de déclin d'un puits horizontal produisant des shale des Marcellus. Courbe de déclin typique des shale du Montney. Courbe de déclin typique des bassins majeurs de shale gaz*, 6 octobre 2010, 3 pages.

DB20 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Liste des sites Internet contenant quelques études sur les impacts environnementaux relevant du forage et de la complétion des puits concernant les shale gaz*, 6 octobre 2010, 1 page.

DB21 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Composition et volumes de la boue de forage du puits de Talisman Energy à Sainte-Gertrude*, pagination diverse.

DB22 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Documentation relative au microsismique*, 6 octobre 2010, 1 page.

DB23 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Schéma sur la fracturation hydraulique et le séisme*, 6 octobre 2010, 2 pages.

DB24 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Rapport d'activités géophysiques 2010*, 4 octobre 2010, 2 pages.

DB25 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Comparaison des shales d'Utica et de Lorraine avec des shales en exploitation*, 7 octobre 2010, 2 pages.

DB26 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Variations géochimiques, minéralogiques et stratigraphiques des shales de l'Utica et du Lorraine. Implications pour l'exploration gazière dans les basses-terres du Saint-Laurent*, 20 octobre 2009, 51 pages.

DB27 ÉDITEUR OFFICIEL DU QUÉBEC. *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*, adoptée le 11 juin 2009 et sanctionnée le 12 juin 2009, 31 pages.

DB28 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Note de calcul menant à évaluer l'impact sur le milieu d'un prélèvement d'eau proposé par un requérant – évaluation en regard du critère du 20 % du débit d'étiage $Q_{2,7}$*, 7 octobre 2010, 1 page.

DB29 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Localisation du site du puits de Talisman Energy à Saint-Édouard-de-Lotbinière*, 6 photos.

DB30 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Schéma des étapes dans la vie d'un puits*, 7 octobre 2010, 2 pages.

DB31 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Chronologie des étapes des projets de relations communautaires*, 7 octobre 2010, 1 page et annexes.

DB32 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Lien pour le standard sur le bruit industriel relatif au forage*, 7 octobre 2010.
[En ligne : www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive038.pdf]

DB33 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, L.R.Q., c. M-13-1, a. 306, 310 et 313 ; D. 1539-88 ; D. 1381-2009, a.1, 15 pages.

DB34 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Portail du réseau collégial : le cégep de Thetford Mines est prêt pour le virage gaz*, 30 août 2010, 1 page.

DB35 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Évaluation des retombées économiques du développement des shales de l'Utica*, rapport final, mai 2010, 72 pages.

DB36 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Tableau comparatif des règlements de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Québec*, 6 octobre 2010, 62 pages.

DB37 Alexandre SHIELDS. « Le cégep de Thetford Mines est prêt pour le virage gaz », *Le Devoir.com*, 7 octobre 2010, 2 pages.

DB38 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Meilleures pratiques de la Pennsylvanie et de l'État de New York*, 6 octobre 2010, 1 page.

DB39 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Vue horizontale d'un puits horizontal lors de la rotation autour d'un axe vertical. Vue dans une zone inconnue et ne présentant pas de profondeur. Animation montrant une vue horizontale en oblique d'un puits horizontal lors d'une fracturation. Vue à la verticale et de côté d'un puits horizontal*, février 2010, 4 fichiers.

DB40 Christiane GAGNON. *L'évaluation des impacts sociaux : un incontournable pour une prise de décision éclairée, équitable et durable*, 12 octobre 2010, 6 pages.

DB41 Jean-Paul LACOURSIÈRE. *Gestion de la sécurité et de l'environnement lors de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste*, 12 octobre 2010, 22 pages.

DB41.1 Jean-Paul LACOURSIÈRE. *Cadre général pour un système de gestion de la sécurité et de l'environnement lors de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste*, justification de la présentation du 12 octobre 2010 (DB41), octobre 2010, 22 pages.

DB42 MINISTÈRE DE LA SANTÉ ET DES SERVICES SOCIAUX et INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE DU QUÉBEC. *Présentation de M. Jean-Pierre Vigneault relativement au gaz de shale et la santé publique*, 12 octobre 2010, 26 pages.

DB43 SNC-LAVALIN ENVIRONNEMENT. *Bilan préliminaire comparatif des GES – Gaz de schiste vs source conventionnelle en Alberta*, 12 octobre 2010.

DB44 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Données économiques sur les gaz de schiste*, octobre 2010, 19 pages.

DB45 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponse à une question de la commission en première partie d'audience publique relative aux plaintes concernant les activités liées à l'exploration des gaz de shale*, 12 octobre 2010, 1 page.

DB46 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Désignation d'aires protégées qui permettent ou interdisent l'exploration et l'exploitation (verticale et horizontale) du pétrole et du gaz*, 1 tableau.

DB46.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. Errata *au tableau du document DB46*, 26 novembre 2010, 1 page et tableau.

DB47 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponse à une question de la commission en première partie d'audience publique relative à l'utilisation de l'azote et du gaz carbonique comme fluides de fracturation*, 12 octobre 2010, 2 pages.

DB48 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponse à une question de la commission en première partie d'audience publique relative aux lieux d'enfouissement technique et aux lieux d'enfouissement sanitaire autorisés et en exploitation*, 7 octobre 2010, 2 pages.

DB49 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Travaux menés en vue de la révision du régime de redevances du Québec*, 12 octobre 2010, 7 pages.

DB50 Jean-Paul LACOURSIÈRE. *Simulation d'éruption de puits de gaz naturel*, octobre 2010, 2 pages.

DB51 MINISTÈRE DES FINANCES. *Présentation de monsieur Luc Monty relativement à l'exploitation du gaz naturel au Québec*, 12 octobre 2010, 21 pages.

DB52 GROUPE DE RECHERCHE ET D'INTERVENTION RÉGIONALE, UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À CHICOUTIMI. *Les comités de suivi au Québec. Un nouveau lieu de gestion environnementale*, janvier 2002, 158 pages.
[En ligne : www.uqac.ca/cgagnon/autres_liens/evaluation_f.pdf]

DB53 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Carte illustrant les limites des projets de connaissance des eaux souterraines financés dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec, ainsi que les projets, depuis 1999, complétés à ce jour*, 12 octobre 2010, 1 page et carte.

DB54 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Exemples de processus conjoints regroupant le public, les gouvernements et l'industrie pour aborder les impacts du développement des ressources*, 13 octobre 2010, 1 page et annexe.

DB55 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Tableaux des professions « à l'intérieur du champ d'enquête » de l'industrie pétrolière et gazière et exigences minimales pour une formation professionnelle et collégiale*, 13 octobre 2010, 1 page et tableaux.

DB56 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Présentation donnée par madame Dollis M. Wright relativement aux impacts des activités d'exploitation et de production de gaz et de pétrole sur la santé humaine et liste bibliographique*, 13 octobre 2010, 1 page et annexe.

DB57 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Programme de levé sismique dans le Bas-Saint-Laurent, région de Rimouski.*

DB58 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Présentation de monsieur Jean-Yves Laliberté relativement à l'exploration pétrolière et gazière au Québec. Rentes, travaux, loyers et redevances*, 12 octobre 2010, 5 pages.

DB59 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Tableau des permis et autorisations liés aux puits forés et fracturés pour le gaz de shale*, 2 pages.

DB60 INSTITUT NATIONAL DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE. *Présentation de monsieur Michel Malo relativement aux caractéristiques physiques des roches dans un système pétrolier.*

DB61 ALL CONSULTING. *Présentation de monsieur Brian Bohm relativement au forage et à la fracturation hydraulique*, 13 octobre 2010, 21 pages.

DB62 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Exemple d'une composition chimique des eaux de frac et des eaux usées d'un puits horizontal fracturé dans l'Utica*, 13 octobre 2010, 1 page et annexes.

DB63 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Plan de mesures d'urgence de Talisman Energy – Site de Saint-Édouard n° 1*, 13 octobre 2010, 1 page et annexe.

DB64 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Lien sur le plan de mesures d'urgence de Cambriam Energy Inc.*, 13 octobre 2010, 1 page.

DB65 MINISTÈRE DE LA SANTÉ ET DES SERVICES SOCIAUX. *Références en lien avec des incidents ou contaminations de la nappe phréatique ainsi que sur le programme de recherche de l'EPA sur la fracturation hydraulique*, 12 octobre 2010, 2 pages.

DB66 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES, DES RÉGIONS ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. *Évaluation préliminaire du potentiel de traitement des eaux usées provenant de l'exploitation des gaz de schiste par des stations d'épuration des eaux usées municipales*, 12 octobre 2010, 2 pages.

DB67 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES, DES RÉGIONS ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. *Précisions concernant les pouvoirs des municipalités en vertu de la* Loi sur les compétences municipales et l'application de l'article n° 246 de la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme, 12 octobre 2010, 2 pages.

DB68 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. Lien concernant le *Code d'usage environnemental pour la mesure et la réduction des émissions fugitives de COV résultant de fuites provenant du matériel*, octobre 1993, 47 pages. [En ligne : www.ccme.ca/assets/pdf/pn_1107_fr.pdf]

DB69 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Correction relative à une intervention de monsieur Charles Poirier à la séance du 13 octobre 2010 en soirée concernant l'hydrofracturation*, 14 octobre 2010, 1 page.

DB70 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Responsabilité en cas de dommages causés à une propriété par des mouvements de sol qui découleraient de travaux d'exploration, et nature de la protection disponible chez les assureurs*, 1 page.

DB71 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Outils système dont dispose le ministère des Ressources naturelles et de la Faune pour faire la délivrance et le suivi des titres et des permis*, 1 page.

DB72 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Programme de réduction de la consommation du mazout lourd*, 1 page et annexe.

DB73 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Le secteur des biogaz au Québec, un aperçu*, 1 page.

DB74 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Position du gaz naturel dans le bilan énergétique du Québec*, 2 pages.

DB75 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Processus d'élaboration d'une norme. Question soulevée le 5 octobre en soirée*, 7 octobre 2010, 1 page.

DB76 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Puits forés dans le shale du Barnett. Question soulevée le 5 octobre en soirée*, 2 pages.

DB77 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Autorisations ou avis émis par les directions générales régionales du ministère des Ressources naturelles et de la Faune dans le cadre de travaux d'exploration de schiste gazéifère*, 1 page et annexe.

DB78 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponse à une demande de la commission relativement au système instauré par les États-Unis sur «* Risk Based Data Management System (RBDMS) *»*, 19 octobre 2010, 1 page. [En ligne : www.dmr.nd.gov/oilgas/2005gwpcannualreport.pdf]
[En ligne : http://rbdmsonline.org/GWPC/]

DB79 René THERRIEN. *Données sur les eaux souterraines*, 24 pages.

DB80 PENSYLVANIA DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL PROTECTION. BUREAU OF OIL AND GAS MANAGEMENT. Lien relatif aux *modifications proposées le 12 octobre 2010 à la réglementation encadrant la construction et la gestion de puits gaziers et pétroliers (chapitre 78)*.
[En ligne : www.portal.state.pa.us/portal/server.pt?open=514&objID=661796&mode=2#09212010]

DB81 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Déclaration d'acceptabilité sociale de l'APGQ*, 26 octobre 2010, 2 pages.

DB82 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. Liens relatifs aux *sources du bilan énergétique diffusé sur le site Internet du MRNF ; le programme de lutte contre les gaz à effet de serre (GES) de l'Agence de l'efficacité énergétique et le bilan des programmes sur les GES de l'AEE*, 1 page.

DB83 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Note d'information sur l'article 246 de la* Loi sur l'aménagement et l'urbanisme, 6 octobre 2010, 1 page.

DB84 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Réponses aux questions posées à la séance du 13 octobre dernier*, 5 novembre 2010, 3 pages.

DB85 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponse à une question posée à la séance du 7 octobre dernier*, 8 novembre 2010, 2 pages.

DB86 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Informations relatives à des questions exprimées les 6 et 12 octobre derniers relativement aux impacts de la fracturation hydraulique sur la stabilité des sols en surface*, 4 novembre 2010, 1 page.

DB87 GAZ MÉTRO. *Entente entre Gaz Métro et l'Union des producteurs agricoles pour un projet de prolongement du réseau gazier vers les puits de production gazière de Saint-Édouard-de-Lotbinière et Leclercville*, 5 octobre 2010, 2 pages.

DB87.1 *Acte de servitude*, 7 pages.

DB87.2 *Cahier des mesures générales d'atténuation en milieux agricole et forestier*, septembre 2010, 36 pages et annexe.

DB87.2.1 *Annexe finale.*

DB87.3 *Convention pour l'aire de travail temporaire*, 4 pages.

DB87.4 *Convention d'option*, 12 pages.

DB87.5 *Guide de gestion de l'emprise*, septembre 2010, 6 pages.

DB87.6 *Mode de compensation en milieu agricole*, septembre 2010, 20 pages.

DB88 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Rectifications au sujet d'affirmations erronées contenues dans les présentations des mémoires DM144 et DM98*, 30 novembre 2010, 3 pages.

DB89 SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE TALISMAN. *Rectifications au sujet d'affirmations erronées contenues dans les présentations des mémoires DM135 et DM19*, 30 novembre 2010, 2 pages.

DB90 UNIVERSITÉ DE LA VIRGINIE-OCCIDENTALE. *Impact of Water Dynamics in Fractures on the Performance of Hydraulically Fractured Wells in Gas Shale Reservoirs*, 2010, 10 pages. [En ligne : www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=SPE-127863-MS&soc=SPE] (service tarifé)

DB91 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Rectification au mémoire du Conseil du patronat du Québec (DM105)*, 1er décembre 2011, 2 pages.

DB92 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Rectification au mémoire de Ambioterra (DM38)*, 9 décembre 2011, 2 pages.

DB93 INTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE DU QUÉBEC. Lien relatif à l'*état des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique – Rapport préliminaire*, novembre 2010, 73 pages.
[En ligne : www.inspq.qc.ca/pdf/publications/1177_RelGazSchisteSantePubRapPreliminaire.pdf]

Par les participants

DC1 COMITÉ DE CITOYENS ET CITOYENNES POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT MASKOUTAIN. *Documentation relative à l'intervention du comité*, 4 octobre 2010, 5 pages et annexes.

DC2 ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE. Extraits du *Rapport annuel 2008 de Junex inc.*, 6 octobre 2010, 1 page et annexe.

DC3 HAZENAND SAWYER ENVIRONMENTAL ENGINEERS & SCIENTISTS. NEW YORK CITY DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL PROTECTION. *Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed*, 22 décembre 2009, 51 pages et annexes.
[En ligne : www.nyc.gov/html/dep/pdf/natural_gas_drilling/12_23_2009_final_assessment_report.pdf]

DC4 DEPARTMENT OF THE ARMY TECHNICAL MANUAL. *Military Explosives*, septembre 1984, 355 pages. [En ligne : www.everyspec.com]

DC5 MOUVEMENT AU COURANT. « Gaz de schiste – Il faut donner au BAPE les moyens de faire sa tâche », *Le Devoir*, 5 octobre 2010.
[En ligne : www.ledevoir.com/politique/quebec/297447/gaz-de-schiste-il-faut-donner-au-bape-les-moyens-de-faire-sa-tache]

DC6 CORPORATION MUNICIPALE DU VILLAGE SAINTE-MADELEINE. *Résolution n° 2010-10-119 relative à la prise de position de la municipalité concernant les gaz de schiste*, 8 octobre 2010, 1 page et annexe.

DC7 MUNICIPALITÉ DE SAINT-JUDE. *Résolution n° 2010-10-234 relative à la demande d'élargissement du mandat du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement concernant les gaz de schiste*, 8 octobre 2010, 1 page et annexe.

DC8 VILLE DE VARENNES. *Résolution n° 2010-350 relative à la prise de position de la Ville concernant les gaz de schiste*, 5 octobre 2010, 1 page et annexe.

DC9 NYC ENVIRONMENTAL PROTECTION. *Raisons d'interdiction de l'exploitation des gaz de shale dans le New York City watershed.*
[En ligne : www.nyc.gov/html/dep/html/press_releases/09-15pr.shtml]

DC10 Marie-Ève PROULX. « Deux entreprises explorent le potentiel du sol lavallois », *L'Écho de Laval*, 23 septembre 2010, 1 page.

DC11 Ben PARFITT. *Points de rupture : l'eau du Canada sera-t-elle protégée face à l'engouement pour le gaz de shale ?*
[En ligne : www.powi.ca/pdfs/groundwater/Points-de-Rupture_Fr_14oct.pdf]
[En ligne : http://beta.images.theglobeandmail.com/archive/00942/Fractured_Lines_942842a.pdf]

DC12 OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE. Lien pour le rapport sur *l'abc du gaz de schiste au Canada*, novembre 2009, 11 pages.

DC13 Benoît CROTEAU. Lien relatif à un article « Encana: Drilling Did Not Taint Water in Pavillion », *Wyoming Energy News*, 18 septembre 2010, 1 page.
[En ligne : http://wyomingenergynews.com/2010/09/encana-drilling-did-not-taint-water-in-pavillion]

DC14 *Questions des participants envoyées à la commission à la suite de la première partie d'audience publique*, du 1er octobre au 25 octobre 2010.

DC15 ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE. *Lettre relative à l'origine législative de l'article 246 de la* Loi sur l'aménagement et l'urbanisme, 24 novembre 2010, 2 pages et annexe.

DC16 JOHNSTON VERMETTE. *Corrections apportées à la rectification présentée à la fin de la séance du 23 novembre 2010 concernant le coût du transport du gaz naturel*, 29 novembre 2010, 2 pages.

DC17 Cameron ESLER et Tadzio RICHARDS. *Burning Water / L'eau brûle*, résumé d'un documentaire traitant de la problématique autour de l'implantation de l'industrie du gaz de schiste au Canada, 1 page.

DC18 OSTEGO 2000 INC. *Communities that Have Experienced Hydraulic Fracturing Methods*, compilation d'extraits des rapports et articles journalistiques résumant des problèmes vécus avec la méthode de fracturation hydraulique, 25 mars 2010, 1 page.

Par la commission

DD1 Pierre FORTIN. *Avis relatif au développement économique et régional*, novembre 2004, 21 pages.

DD2 Pierre-André BOURQUE. *Avis relatif aux ressources en hydrocarbures au Québec*, novembre 2004, 17 pages.

DD3 Alain WEBSTER. *Avis relatif au développement durable*, novembre 2004, 21 pages.

DD4 Gaëtan LAFRANCE. *Avis relatif à la sécurité énergétique et la filière éolienne*, novembre 2001, 43 pages.

DD5 Jean-Marc CARPENTIER. *Avis relatif à l'efficacité énergétique*, novembre 2004, 18 pages.

DD6 Joseph DOUCET. *Avis relatif à la sécurité énergétique et la filière thermique*, novembre 2004, 20 pages.

DD7 CONSEIL DES ACADÉMIES CANADIENNES. *La gestion durable des eaux souterraines au Canada, le comité d'experts sur les eaux souterraines au Canada*, 1 page.

DD8 CONSEIL DES ACADÉMIES CANADIENNES. La gestion durable des eaux souterraines *au Canada, points saillants du rapport*, mai 2009, 16 pages.

Les demandes d'information de la commission

DQ1 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Demande de documentation faite au Bureau d'assurance du Canada relative aux conditions de couverture d'assurance protection*, 15 octobre 2010, 1 page.

DQ1.1 BUREAU D'ASSURANCE DU CANADA. *Réponse à la question du document DQ1*, 11 novembre 2010, 2 pages.

DQ1.1.1 BUREAU D'ASSURANCE DU CANADA. *Formulaire d'assurance habitation du Québec*, BAC-1503Q, 2009, 30 pages.

DQ1.1.2 BUREAU D'ASSURANCE DU CANADA. *Formulaire d'assurance habitation du Québec*, BAC-1503, 2002, 28 pages.

DQ1.1.3 BUREAU D'ASSURANCE DU CANADA. *Assurance habitation – Formule tous risques*, BAC-1155, octobre 2002, 16 pages.

DQ2 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée à Hydro-Québec relative au forage horizontal*, 15 octobre 2010, 1 page.

DQ2.1 HYDRO-QUÉBEC. *Réponse à la question du document DQ2*, 3 novembre 2010, 2 pages.

DQ3 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée à Environnement Canada relative à une possible augmentation de la production canadienne de GES*, 19 octobre 2010, 1 page.

DQ3.1 ENVIRONNEMENT CANADA. *Réponse à la question du document DQ3*, 10 novembre 2010, 2 pages.

DQ4 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions de participants posées à l'Association pétrolière et gazière du Québec*, 20 octobre 2010, 4 pages.

DQ4.1 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Réponses aux questions 1, 2a, c, d, e, f, g, 3a, 4, 5b, c partiellement, 6a, b, c, d, e, f, 7a partiellement, b partiellement*, 3 novembre 2010, 9 pages.

DQ4.2 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Réponses complètes au document DQ4*, 5 novembre 2010, 12 pages.

DQ5 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question d'un participant posée au ministère de la Sécurité publique relative à la formation de pompiers volontaires et d'achat d'équipement*, 20 octobre 2010, 1 page.

DQ5.1 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Réponse à la question du document DQ5*, 26 octobre 2010, 1 page.

DQ6 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question d'un participant posée à Revenu Québec relative à une entreprise*, 20 octobre 2010, 1 page.

DQ6.1 REVENU QUÉBEC. *Réponse à la question du document DQ6*, 20 octobre 2010, 1 page.

DQ7 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions de participants posées au ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation relatives aux puits de forage*, 20 octobre 2010, 2 pages.

DQ7.1 COMMISSION DE PROTECTION DU TERRITOIRE AGRICOLE DU QUÉBEC. *Réponse à la question 3 du document DQ7*, 22 octobre 2010, 2 pages.

DQ7.2 MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION. *Réponses complémentaires aux questions 1a et 1b du document DQ7*, 28 octobre 2010, 1 page.

DQ8 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions de participants posées à Gaz Métro relatives au réseau de gazoduc et aux fuites de gaz*, 20 octobre 2010, 1 page.

DQ8.1 GAZ MÉTRO. *Réponses aux questions du document DQ8*, 25 octobre 2010, 2 pages.

DQ9 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question d'un participant posée au ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire relative au réseau municipal*, 21 octobre 2010, 1 page.

DQ9.1 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES, DES RÉGIONS ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. *Réponse à la question du document DQ9*, 27 octobre 2010, 2 pages.

DQ10 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Diverses questions de participants posées au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*, 21 octobre 2010, 4 pages.

DQ10.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponses aux questions du document DQ10*, 27 octobre 2010, 9 pages.

DQ10.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Mise à jour de la réponse à la question 3 du document DQ10.1*, 12 novembre 2010, 2 pages et tableau.

DQ10.2.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Mise à jour du tableau déposé sous la cote DQ10.2 en date du 2 décembre 2010*, 9 décembre 2010, 1 page et tableau.

DQ11 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Diverses questions de participants posées au ministère des Ressources naturelles et de la Faune*, 21 octobre 2010, 3 pages.

DQ11.1 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponses aux questions du document DQ11, questions 1, 2, 3a et b, 4, 5, 6a, 8, 9a, 9c et 9d*, novembre 2010, 2 pages.

DQ11.2 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponse à la question 9b du document DQ11*, novembre 2010, 4 pages.

DQ11.3 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponses aux questions 6b et 7 du document DQ11*, décembre 2010, 4 pages.

DQ12 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question d'un participant posée au ministère des Finances relative au crédit d'impôt*, 21 octobre 2010, 1 page.

DQ12.1 MINISTÈRE DES FINANCES. *Réponse à la question du document DQ12*, 9 novembre 2010, 1 page.

DQ13 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question d'un participant posée au ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation relative aux sanctions appliquées par la CPTAQ*, 21 octobre 2010, 1 page.

DQ13.1 COMMISSION DE PROTECTION DU TERRITOIRE AGRICOLE DU QUÉBEC. *Réponse à la question du document DQ13*, 27 octobre 2010, 1 page.

DQ14 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question d'un participant posée au ministère de la Sécurité publique relative aux interventions en présence de gaz*, 21 octobre 2010, 1 page.

DQ14.1 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Réponse à la question du document DQ14*, 26 octobre 2010, 2 pages.

DQ15 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question d'un participant à la séance du 13 octobre en après-midi posée au ministère des Transports relative aux données sur des infractions éventuelles*, 21 octobre 2010, 1 page.

DQ15.1 MINISTÈRE DES TRANSPORTS. *Réponse à la question du document DQ15*, 11 novembre 2010, 1 page.

DQ16 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions posées au ministère des Ressources naturelles et de la Faune relatives aux comités de bassin versant et au protocole d'entente concernant les pratiques transitoires*, 25 octobre 2010, 1 page.

DQ16.1 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponses aux questions du document DQ16*, novembre 2010, 2 pages.

DQ17 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions posées au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs relatives au climat sonore, à l'atténuation de l'impact de l'éclairage de sécurité et au système d'échange nord-américain de crédits carbone*, 25 octobre 2010, 1 page.

DQ17.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponses aux questions du document DQ17*, 2 novembre 2010, 5 pages.

DQ18 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée au ministère des Transports relative à la sécurité routière*, 25 octobre 2010, 1 page.

DQ18.1 MINISTÈRE DES TRANSPORTS. *Réponse à la question du document DQ18*, 28 octobre 2010, 2 pages.

DQ19 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée à l'Association pétrolière et gazière du Québec relative aux mesures de contrôle et de vérification des équipements*, 25 octobre 2010, 1 page.

DQ19.1 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Réponse à la question du document DQ19*, 4 novembre 2010, 2 pages.

DQ20 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée au ministère de la Culture, des Communications et de la Condition féminine relative au développement de l'industrie des gaz de schiste*, 25 octobre 2010, 1 page.

DQ20.1 MINISTÈRE DE LA CULTURE, DES COMMUNICATIONS ET DE LA CONDITION FÉMININE. *Réponse à la question du document DQ20*, 3 novembre 2010, 2 pages.

DQ21 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée à madame Christiane Gagnon relative aux composantes du territoire*, 25 octobre 2010, 1 page.

DQ21.1 Christiane GAGNON. *Réponse à la question du document DQ21*, 2 novembre 2010, 11 pages.

DQ22 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée au ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire relative à l'augmentation des taxes municipales*, 25 octobre 2010, 1 page.

DQ22.1 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES, DES RÉGIONS ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. *Réponse à la question du document DQ22*, 3 novembre 2010, 2 pages.

DQ23 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée au ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire relative aux équipements d'extraction du gaz naturel*, 27 octobre 2010, 1 page.

DQ23.1 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES, DES RÉGIONS ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. *Réponse à la question du document DQ23*, 3 novembre 2010, 2 pages.

DQ24 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions d'un participant posées au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*, 27 octobre 2010, 1 page et annexe.

DQ24.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponses aux questions du document DQ24*, 4 novembre 2010, 8 pages et annexes.

DQ25 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question d'un participant posée au ministère de la Santé et des Services sociaux relative au radon*, 27 octobre 2010, 1 page.

DQ25.1 MINISTÈRE DE LA SANTÉ ET DES SERVICES SOCIAUX. *Réponse à la question du document DQ25*, 2 novembre 2010, 2 pages.

DQ26 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions posées à l'Association pétrolière et gazière du Québec relatives aux risques financiers et environnementaux ainsi qu'à la responsabilité du foreur ou de l'exploitant*, 27 octobre 2010, 1 page.

DQ26.1 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Réponses aux questions du document DQ26*, 5 novembre 2010, 3 pages.

DQ27 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée à l'Association pétrolière et gazière du Québec relative aux émissions de CO_2*, 8 novembre 2010, 1 page.

DQ27.1 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Réponse à la question du document DQ27*, 16 novembre 2010, 1 page.

DQ27.1.1 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée à l'Association pétrolière et gazière du Québec relative à la réponse DQ27.1*, 26 novembre 2010, 1 page.

DQ27.1.1.1 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *Réponse à la question du document DQ27.1.1*, 20 janvier 2011, 2 pages.

DQ28 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions et demandes de la commission auprès du ministère des Ressources naturelles et de la Faune*, 12 novembre 2010, 2 pages.

DQ28.1 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponses aux questions 1 à 5 du document DQ28*, 7 décembre 2010, 1 page et annexes.

DQ28.2 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponses aux questions 7 à 10 du document DQ28*, décembre 2010, 4 pages.

DQ28.3 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. Erratum *à la question 2 du document DQ28 au tableau intitulé « Puits dans les basses-terres du Saint-Laurent – Profondeur des coffrages »*, 13 janvier 2011, 2 pages et annexes.

DQ28.4 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponse à la question 6 du document DQ28*, 13 janvier 2011, 1 page et annexe.

DQ29 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions diverses posées au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*, 12 novembre 2010, 2 pages.

DQ29.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS, *Réponses aux questions du document DQ29*, 24 novembre 2010, 5 pages.

DQ30 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*, 25 novembre 2010, 1 page.

DQ30.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponse à la question du document DQ30*, 3 décembre 2010, 3 pages.

DQ30.2 MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT. *Fiche technique n° 14 – Prise d'eau*, décembre 1999, 4 pages.

DQ31 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée à la Commission géologique du Canada relativement aux séismes*, 9 décembre 2010, 1 page.

DQ31.1 COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA. *Réponse à la question du document DQ31*, 9 décembre 2010, 2 pages.

DQ32 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions posées au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*, 15 décembre 2010, 2 pages.

DQ32.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponses aux questions du document DQ32*, 11 janvier 2011, 4 pages.

DQ33 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions posées au ministère des Ressources naturelles et de la Faune*, 16 décembre 2010, 1 page.

DQ33.1 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponses aux questions du document DQ33*, 10 janvier 2010, 1 page et annexes.

DQ34 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions posées au ministère des Ressources naturelles et de la Faune*, 20 décembre 2010, 1 page.

DQ34.1 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponse à la question 1 du document DQ34*, 10 janvier 2011, 1 page et annexe.

DQ34.2 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponse à la question 2 du document DQ34*, 13 janvier 2011, 1 page.

DQ34.3 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Complément de réponse à la question 2 du document DQ34*, 27 janvier 2011, 2 pages.

DQ35 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions posées au ministère des Ressources naturelles et de la Faune*, 22 décembre 2010, 1 page.

DQ35.1 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponses aux questions du document DQ35*, 13 janvier 2011, 3 pages et annexes.

DQ36 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions posées au ministère de la Sécurité publique relatives aux zones à risque de glissement de terrain*, 18 janvier 2010, 1 page.

DQ36.1 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Réponses aux questions du document DQ36*, 24 janvier 2011, 1 page et annexes.

DQ37 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Questions posées au ministère des Ressources naturelles et de la Faune relatives aux permis ayant fait l'objet de travaux en cours*, 19 janvier 2011, 1 page.

DQ37.1 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE. *Réponses aux questions du document DQ37*, 3 février 2011, 1 page et annexe.

DQ38 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Question posée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs relative à un contrat donné pour évaluer les émissions de gaz à effet de serre*, 2 février 2011, 1 page.

DQ38.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Réponse à la question du document DQ38*, 3 février 2011, 2 pages.

Les transcriptions

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Commission d'enquête sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec.*

DT1 Séance tenue le 4 octobre 2010 en soirée à Saint-Hyacinthe, 138 pages.

DT2 Séance tenue le 5 octobre 2010 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 103 pages.

DT3 Séance tenue le 5 octobre 2010 en soirée à Saint-Hyacinthe, 116 pages.

- **DT3.1** Erratum *concernant la transcription du 5 octobre 2010 en soirée à la page 23*, 18 octobre 2010, 1 page.
- **DT3.2** Erratum *concernant la transcription du 5 octobre 2010 en soirée aux pages 43 et 44*, 18 octobre 2010, 1 page.

DT4 Séance tenue le 6 octobre 2010 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 117 pages.

DT5 Séance tenue le 6 octobre 2010 en soirée à Saint-Hyacinthe, 116 pages.

DT6 Séance tenue le 7 octobre 2010 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 131 pages.

DT7 Séance tenue le 7 octobre 2010 en soirée à Saint-Hyacinthe, 79 pages.

DT8 Séance tenue le 12 octobre 2010 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 95 pages.

DT9 Séance tenue le 12 octobre 2010 en soirée à Saint-Hyacinthe, 89 pages.

DT10 Séance tenue le 13 octobre 2010 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 94 pages.

DT11 Séance tenue le 13 octobre 2010 en soirée à Saint-Hyacinthe, 74 pages.

DT12 Séance tenue le 15 novembre 2010 en après-midi à Longueuil, 51 pages.

DT13 Séance tenue le 15 novembre 2010 en soirée à Longueuil, 78 pages.

DT14 Séance tenue le 16 novembre 2010 en après-midi à Longueuil, 67 pages.

DT15 Séance tenue le 16 novembre 2010 en soirée à Longueuil, 70 pages.

DT16 Séance tenue le 17 novembre 2010 en après-midi à Longueuil, 66 pages.

DT17 Séance tenue le 17 novembre 2010 en soirée à Longueuil, 68 pages.

DT18 Séance tenue le 18 novembre 2010 en matinée à Longueuil, 32 pages.

DT19 Séance tenue le 18 novembre 2010 en après-midi à Longueuil, 76 pages.

DT20 Séance tenue le 18 novembre 2010 en soirée à Longueuil, 76 pages.

DT21 Séance tenue le 22 novembre 2010 en soirée à Bécancour, 67 pages.

DT22 Séance tenue le 23 novembre 2010 en après-midi à Bécancour, 111 pages.

DT23 Séance tenue le 24 novembre 2010 en après-midi à Saint-Flavien, 89 pages.

DT24 Séance tenue le 24 novembre 2010 en soirée à Saint-Flavien, 67 pages.

Annexe 9

Terminologie du risque

Aléa
(hazard)
Événement potentiellement dangereux. L'aléa n'est un risque majeur que s'il s'applique à une zone où des enjeux humains, économiques ou environnementaux sont en présence.

Analyse du risque
(risk analysis)
Utilisation des informations disponibles pour estimer le risque pour les individus ou la population, la propriété ou l'environnement par rapport à un aléa (ou danger).

Analyse qualitative du risque
(qualitative risk assessment)
Analyse qui utilise surtout les mots, des échelles descriptives ou numériques qui décrivent la magnitude des conséquences possibles et la possibilité que de telles conséquences se produisent.

Analyse quantitative du risque
(quantitative risk assessment)
Analyse basée sur des valeurs numériques de probabilité, de vulnérabilité et de conséquences et qui résulte en une évaluation chiffrée du risque.

Danger
Phénomène naturel qui peut causer des dommages aux personnes et aux biens. Le danger existe indépendamment de la présence humaine.

Éléments à risque
(element at risk)
La population, les bâtiments, les travaux de génie, les infrastructures, les éléments environnementaux et les activités économiques dans la zone considérée.

Évaluation du risque
(risk asessment)
Processus menant à une prise de décision ou une recommandation, à savoir que le risque est tolérable et que les mesures de contrôle ou d'atténuation sont adéquates, et sinon, voir si d'autres mesures seraient souhaitables ou devraient être mises en place.

Gestion du risque
(risk management)
Application systématique des politiques de gestion, de procédures et de pratiques aux tâches d'identification, d'analyse, d'évaluation, de mitigation et de suivi du risque.

Mouvement de terrain
(mass movement)
Déplacement en masse de sol, roche ou neige sous l'action de la gravité. Dans le cadre de cette étude, nous considérerons les mouvements de terrain identifié à la figure 4, i.e. : les ruptures planaires, de dièdres, circulaires, basculement et coulées.

Risque
(risk)
Mesure ou évaluation du degré d'exposition à un danger et de la gravité des conséquences qui pourraient en découler sur la santé, les biens matériels ou le milieu naturel. Cette évaluation est obtenue par le produit de la possibilité d'occurrence d'un glissement de terrain et des conséquences sur les personnes et les biens.

Susceptibilité
(susceptibility)
Évaluation qualitative de la prédisposition d'un talus à un glissement de terrain.

Tolérance au risque
(tolerable risk)
Niveau de risque avec lequel la société est à l'aise. Il s'agit d'un niveau de risque significatif qui doit être surveillé et réduit si possible.

Vulnérabilité
(vulnerability)
Degré de perte d'un élément donné dans la région potentiellement touchée par un aléa donné (quantifié de 0 à 1).

Bibliographie

ADAMS, J. et J.J. CLAGUE (1993). « Neotectonics and large scale geomorphology in Canada », *Progress in Physical Geography*, vol. 17, n° 2, p. 248 à 264.

ADAMS, J. et S. HALCHUK (2003). *Fourth generation seismic hazard maps of Canada: values for over 650 Canadian localities intended for the 2005 National Building Code of Canada*, Commission géologique du Canada, dossier public n° 4459, 155 p.

ADAMS, J. *et al.* (1991). « The first surface faulting from a historical intraplate earthquake in North America », *Nature*, n° 352, p. 617 à 619.

ALPHA ENVIRONMENTAL CONSULTANTS (2009). *Technical Consulting Reports Prepared in Support of the Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement for Natural Gas Production in New York State*, 352 p.

ANDRÉ, Pierre, Claude E. DELISLE et Jean-Pierre REVÉRET (2003). *L'évaluation des impacts sur l'environnement. Processus, acteurs et pratique pour un développement durable*, 2e édition, Presses internationales polytechniques, 519 p.

BANK T., T. MALIZIA et L. ANDRESKY (2010). « Uranium geochemistry in the Marcellus shale: effects on metal mobilization », *Geological Society of America Abstracts with Programs*, vol. 42, n° 5, p. 502.

BASHAM, P.W. et J. ADAMS (1984). « The Miramichi New Brunswick earthquakes: near surface thrust faulting in Northern Appalachian », *Geosciences Canada*, vol. 11, p. 115 à 121.

BEXTE, D.C. *et al.* (2008). « Improved cementing practice prevent gas migration », *World Oil*, vol. 229, n° 6, p. 1 à 8.

BILODEAU C. *et al.* (2004). *Cartographie des zones exposées aux glissements de terrain dans les dépôts meubles – Guide d'utilisation des cartes de zones de contraintes et d'application du cadre normatif*, gouvernement du Québec, 63 p.

BIRD, J.F. et J.J. BOMMER (2004). « Earthquake losses due to ground failure », vol. 75, n° 2, *Engineering Geology*, p. 147 à 179.

BOISVERT, E. *et al.* (2008a). *Guide méthodologique pour la caractérisation régionale des aquifères granulaires*, ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, Commission géologique du Canada, INRS - Eau, Terre et Environnement, MRC de Portneuf, Université Laval, Envir'eau Puits, 101 p. et annexes.

BOISVERT, E. *et al.* (2008b). *Guide méthodologique pour la caractérisation régionale des aquifères en roches sédimentaires fracturées*, ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, Commission géologique du Canada, INRS - Eau, Terre et Environnement, 162 p. et annexes.

BOYCE, J.I. et W.A. MORRIS (2002). « Basement-controlled faulting of Paleozoic strata in southern Ontario, Canada : new evidence from geophysical lineament mapping », *Tectonophysics*, vol. 353, éd. Elsevier Science, p. 151 à 171.

BOZOZUK, M., B.H. FELLENIUS et L. SAMSON (1978). « Soil disturbance from pile driving in sensitive clay », *Revue canadienne de géotechnique*, vol. 16, p. 346 à 361.

BRITISH COLUMBIA MINISTRY OF ENERGY, MINES AND PETROLEUM RESOURCES (2009). *Summary of shale gas activity in Northeast British Columbia 2008/09*, 18 p.

BRITISH COLUMBIA OIL AND GAS COMMISSION (2008). *British Columbia Surface Casing Vent Flow Gas Migration Testing, Reporting and Repair Requirements*, 10 p.

BRITISH COLUMBIA OIL AND GAS COMMISSION (2009). *British Columbia Noise Control Best Practices Guideline*, 26 p.

BRITISH COLUMBIA OIL AND GAS COMMISSION (2010). *Horn River Basin status report for 2009/2010*, 22 p.

CANADIAN STANDARD ASSOCIATION (1997). *Risk management: Guideline for decision-makers*, 62 p.

CASSIDY, J.F. *et al.* (2010). « Canada's earthquakes : 'The Good, the Bad and the Ugly' », *Geoscience Canada*, vol. 37, n° 1, p. 1 à 16.

CAUCHON-VOYER, G., J. LOCAT et G. ST-ONGE (2008). « Late-Quaternary morpho-sedimentology and submarine mass movements of the Betsiamites area, Lower St. Lawrence Estuary, Quebec, Canada », *Marine Geology*, vol. 251, n° 3-4, p. 233 à 252.

CELIA, M.A, J.M. NORDBOTTEN (2009). « Practical modeling approaches for geological storage of carbon dioxide », *Ground Water*, vol. 47, n° 5, p. 627 à 638.

CHAGNON, J.-Y. et G. DORÉ (1987). « Le microzonage séismique de la région de Québec : essai méthodologique », *Cahiers du Centre de recherches en aménagement et en développement*, Université Laval, 75 p.

CHAGNON, J.-Y. et J. LOCAT, (1988). « The effects of seismic activity on the soils of the Charlevoix Area - Québec, Canada », dans *Natural and Man Made Hazards*, éd. ElSabh et Murty, Elsevier, p. 125 à 136.

CONSIDINE, T. (2010). *The Economic Impacts of the Marcellus Shale: Implications for New York, Pennsylvania and West Virginia. A Report to the American Petroleum Institute*, 44 p.

CONSIDINE, T., S. BLUMSACK et R. WATSON (2010). *The Economic Impacts of the Pennsylvania Marcellus Shale Natural Gas Plan: An Update*, Department of Energy and Mineral Engineering, Pennsylvania State University, 29 p.

CUENOT, N., C. DORBATH et L. DORBATH (2008). « Analysis of the microseismicity induced by fluid injection at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (Alsace, France): implication for the characterization of geothermal reservoir properties », *Pure and Applied Geophysics*, vol. 165, n° 5, p. 797 à 828.

DAWERS, N.H. et L. SEEBER (1991). « Intraplate faults revealed in crystalline bedrock in the 1983 Goodnow and 1985 Ardsley epicentral areas, New York », *Tectonophysics*, vol. 186, n° 1-2, p. 115 à 131.

DEMERS, D. *et al.* (2008). « La gestion des glissements de terrain dans les sols argileux du Québec », dans J. Locat, D. Perret, D. Turmel, D. Demers et S. Leroueil, *Comptes rendus de la 4e Conférence canadienne sur les géorisques : des causes à la gestion*, p. 519 à 526.

DUSSEAULT, M.B., S.M. BRUNO et J. BARRERA (2001). *Casing shear: causes, cases, cures*, p. 98 à 107.

EPA - UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (2004). *Evaluation of impacts to underground sources of drinking water by hydraulic fracturing of coalbed methane reservoirs*, 463 p.

EPA - UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (2010). *Scoping materials for initial design of EPA research study on potential relationships between hydraulic fracturing and drinking water resources*, 12 p.

EPA - UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (2011). *Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*, 140 p.

ETKIN, D., *et al.* (2004). *An Assessment of Natural Hazards and Disasters in Canada: A Report for Decision-Makers and Practitioners*, Sécurité publique et protection civile Canada, 68 p.

FARRELL, A.E. et A.R. BRANDT (2006). « Risks of the oil transition », *Environmental Research Letters*, n° 1, 6 p.

FEURTEY, É. *et al.* (2008). *Énergie éolienne et acceptabilité sociale. Guide à l'intention des élus municipaux du Québec*, Unité de recherche sur le développement territorial durable et la filière éolienne, Centre de recherche sur le développement territorial (CRDT), Université du Québec à Rimouski, 164 p.

FOUNTAIN, J.C. et R.D. JACOBI (2000). « Detection of buried faults and soil fractures using soil gas analysis », *Environmental and Engineering Geoscience*, vol. 6, n° 3, p. 201 à 208.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2002). *La sécurité civile, une responsabilité partagée – Présentation et synthèse de la Loi sur la sécurité civile*, 34 p.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2004). *Plan régional de développement du territoire public, volet éolien : Gaspésie et MRC de Matane*, ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 68 p.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2006). *La stratégie énergétique du Québec 2006-2015. L'énergie pour construire le Québec de demain*, ministère des Ressources naturelles et de la Faune, 119 p.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2007a). *Les orientations du gouvernement en matière d'aménagement : pour un développement durable de l'énergie éolienne*, 20 p.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2007b). *Stratégie gouvernementale de développement durable 2008-2013. Un projet de société pour le Québec*, 83 p.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2010). *Portrait du réseau d'aires protégées au Québec : période 2002-2009*, 41 p.

GROUND WATER PROTECTION COUNCIL (2009). *State Oil and Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Resources*, 65 p.

GROUND WATER PROTECTION COUNCIL et ALL CONSULTING (2009). *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy et National Energy Technology Laboratory, 116 p.

GUREVICH, A.E. *et al.* (1993). « Gas migration from oil and gas fields and associated hazards », *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 9, no 3, p. 223 à 238.

HARDY, F. et M. LAMOTHE (1997). « Quaternary basin analysis using infrared simulated luminescence on borehole cores and cuttings », *Quaternary Science Reviews*, vol. 16, p. 417 à 426.

HARRISON, S.S. (1983). « Evaluating system for ground-water contamination hazards due to gas-well drilling on the glaciated Appalachian Plateau », *Ground Water*, vol. 21, n° 6, p. 689 à 700.

HAZEN et SAWYER (2009). *Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed*, New York City Department of Environmental Protection, 51 p. et annexes.

HEIDEBRECHT, A.C. (2003). « Overview of seismic provisions of the proposed 2005 edition of the National Building Code of Canada », *Journal canadien de génie civil*, vol. 30, p. 241 à 254.

HODGSON, E.A. (1950). « The Saint-Lawrence earthquake, March 1, 1925 », *Observatoire du Dominion*, vol. 7, p. 381 à 436.

HRYCIW, R.D., S. VITTON et T.G. THOMANN (1990). « Liquefaction and flow failure during seismic exploration », *Journal of Geotechnical Engineering*, vol. 116, n° 12, p. 1881 à 1899.

HSU, C.-C. et M. VUCETIC (2004). « Volumetric Threshold Shear Strain for Cyclic Settlement », *ASCE Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, vol. 130, n° 1, p. 58 à 70.

INNER CITY FUNDS (2009). *Technical assistance for the Draft supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil and Gas Solution Mining Regulatory Program,*

Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop Marcellus shale and other low permeability gas reservoirs, Agreement No. 9679, 61 p.

ISABEL, D., P. GÉLINAS et J. LOCAT (1992). « Use of a groundwater flow model to explain strong upward gradients in rock formation underneath the Mercier site », *Revue canadienne de géotechnique*, vol. 29, p. 696 à 701.

JACOBI, R.D. (2002). « Basement faults and seismicity in the Appalachian basin of New York State », *Tectonophysics*, vol. 353, n° 1-4, p. 75 à 113.

JACOBI, R.D. et J. FOUNTAIN (2002). « The character and reactivation history of the southern extension of the seismically active Clarenden-Linden Fault System, Western New York State », *Tectonophysics*, vol. 353, p. 215 à 262.

JORDAN, P.D. et S.M. BENSON (2009). « Well blowout rates and consequences in California oil and gas district 4 from 1991 to 2005: implications for geological storage of carbon dioxide », *Environmental Geology*, vol. 57, n° 5, p. 1103 à 1123.

KARGBO, D.M., R.G. WILHEM et D.J. CAMPBELL (2010). « Natural gas plays in the Marcellus shale: challenges and potential opportunities », *Environmental Science and Technology*, vol. 44, n° 15, p. 5679 à 5684.

KEEFER, D.K. (2002). « Investigating landslides caused by earthquakes. A historical review », *Surveys in Geophysics*, vol. 23, n° 6, p. 473 à 510.

LACOMBE, S. *et al.* (1995). « Influence of leaky boreholes on cross-formational groundwater flow and contaminant transport », *Water Resources Research*, vol. 31, n° 8, p. 1871 à 1882.

LAMONTAGNE, M. (1991). Les tremblements de terre au Québec, collection Environnement et Géologie, vol. 12, M.A.Bouchard, J. Bérard, et C.E. Delisle, Association professionnelle des géologues et géophysiciens du Québec.

LAMONTAGNE, M. (2002). « An Overview of Some Significant Eastern Canadian Earthquakes and Their Impacts on the Geological Environment Buildings and the Public », *Natural Hazards*, vol. 26, n° 1, p. 55 à 67.

LAMONTAGNE, M. et O. DASCAL (2006). « Revising the areal extent of post-earthquake inspections of dams in Québec », *Revue canadienne de géotechnique*, vol. 43, n° 10, p. 1015 à 1027.

LAMONTAGNE, M. *et al.* (2008). « Significant Canadian Earthquakes of the Period 1600-2006 », *Seismological Research Letters*, vol. 79, n° 2, p. 211 à 223.

LASH, G.G., T. ENGELDER et R.S. UZCÁTEGUI (2009). « Joint set enhance production from Middle and Upper Devonian gas shale of the Appalachian Basin », *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 93, n° 7, p. 857 à 889.

LAVOIE, D. *et al.* (2010). « Methane-derived authigenic carbonates from active hydrocarbon seeps of the St. Lawrence Estuary, Canada », *Marine and Petroleum Geology*, vol. 27, n° 6, p. 1262 à 1272.

LEBLANC, G et F. ANGLING (1983). « Induces seismicity at the Manic 3 reservoir, Quebec », *Bulletin of the Seismological Society of America*, vol. 68, p. 1469 à 1485.

LEBUIS, J., J.M. ROBERT et P. RISSMANN (1983). « Regional mapping of landslide hazard in Québec. Symposium on slopes on soft clays », rapport n° 17, Swedish Geotechnical Institute, p. 205 à 262.

LEFEBVRE, G. *et al.* (1992). « Slope failures associated with the 1988 Saguenay earthquake, Québec, Canada », *Revue canadienne de géotechnique*, vol. 29, p. 117 à 130.

LEMAY, T.G. (2008). *Description of the process for defining the base of groundwater protection*; Energy Resources Conservation Board, 27 p.

LEROUEIL, S., F. TAVENAS et J.-P. LE BIHGAN (1983). « Propriétés caractéristiques des argiles de l'est du Canada », *Revue canadienne de géotechnique*, vol. 20, p. 681 à 705.

LIN, L. et J. ADAMS (2010). « Compilation of digital strong motion data for Eastern Canada », compte rendu de la 9e Conférence nationale américaine et 10e Conférence canadienne de génie parasismique, article n° 919, 10 p.

MACKIE RESEARCH CAPITAL CORPORATION (2010). *Spotlight on the Utica Shale, Next Steps – The Path to Commercialization*, 57 p.

MARTEL, R. *et al.* (2003). « Phase diagrams to optimize surfactant solutions for oil and DNAPL recovery in Aquifers », *Groundwater*, vol. 31, n° 5, p. 789 à 800.

MAZZA, R.L. (1997). *Liquid-free stimulations CO_2\Sand Dry-Frac*, U.S. Department of Energy's Natural Gas Conference Proceedings, 16 p.

MILNE, W.G. (1970). « The Snipe Lake, Alberta earthquake of March 8, 1970 », *Journal canadien des sciences de la Terre*, vol. 10, n° 2-4, p. 1564 à 1567.

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (2002). *Guide : analyse d'accidents technologiques majeurs*, 44 p.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE (2001). « Le Québec, une zone pétrolière à découvrir », *Bulletin of petroleum geology*, vol. 51, n° 2, p. 126 à 154.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (2008). *Captage d'eau souterraine pour des résidences isolées. Guide technique*, mise à jour 2008, 66 p.

MURPHY, S. *et al.* (2010). « Tritium–helium groundwater age used to constrain a groundwater flow model of a valley-fill aquifer contaminated with trichloroethylene (Quebec, Canada) », *Hydrogeology Journal*, vol. 19, n° 1, p. 195 à 207.

MYERS, T. (2009). *Technical memorandum. Review and analysis of draft supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program. Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus Shale and other low-permeability gas reservoirs*, Natural Resources Defense Council, 92 p.

NEW YORK CITY DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL PROTECTION (2009). *Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed - Final Impact Assessment Report*, p. 33.

NYSDEC - NEW YORK STATE DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION (2009). *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program (draft). Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus Shale and other low-permeability gas reservoirs*, 804 p.

OCDE – ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE (2008). *Étude économique du Canada – Synthèse*, 11 p.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (2010a). *Aperçu de la situation énergétique au Canada 2009*, 53 p.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (2010b). *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2010-2012*, 21 p. et annexes.

OLIVER, J., T. JOHNSON et J. DORMAN (1970). « Postglacial faulting and seismicity in New York and Quebec », *Journal canadien des sciences de la Terre*, vol. 7, p. 579 à 590.

OZPEHRIZ, N. (2010). *The State Taxation of Natural Gas Severance in the United States: A Comparative Analysis of Tax Base, Rate and Fiscal Importance*, 28 p.

PAGÉ, P. (1999). *Les grandes glaciations – L'histoire et la stratigraphie des glaciations continentales dans l'hémisphère Nord*, 2e édition, 492 p.

PALISCH, T.T., M.C. VINCENT et P.J. HANDREN (2010). « Slickwater fracturing: Food for thought », *SPE Production and Operations*, vol. 25, n° 3, p. 327 à 344.

PENNSYLVANIA STATE UNIVERSITY. *Marcellus Educational Webinar Series*, David Yoxtheimer, octobre 2010 à mars 2011.

PENNSYLVANIA DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL PROTECTION (2009). *Stray natural gas migration associated with oil and gas wells. Draft document*, 15 p.

PIERRE, J.-R. (1991). « First Experience Concerning the Seismic Behavior of an Electric Power System in Eastern North America », *Compte rendu de la troisième conférence*, U.S. Technical Council on Lifeline Earthquake Engineering, Monographie n° 4, p. 268 à 274.

PINET, N. *et al.* (2008). « Surface and subsurface signatures of gas seepage in the St. Lawrence Estuary (Canada): significance to hydrocarbon exploration », *Marine and Petroleum Geology*, vol. 25, n° 3, p. 271 à 288.

PINET, N., M. DUCHESNE et D. LAVOIE (2010). « Linking a linear pockmark train with a buried Palaeozoic », *Geo-Marine Lettres*, vol. 30, n° 5, p. 517 à 522.

RESSOURCES NATURELLES CANADA (2008). *Canadian Natural Gas. Review of 2007/2008 & Outlook to 2020*, 38 p.

SAUCIER, C. *et al.* (2007). *Développement territorial et filière éolienne – Des installations éoliennes socialement acceptables : élaboration d'un modèle d'évaluation de projets dans une perspective de développement territorial durable*, Unité de recherche sur le développement territorial durable et la filière éolienne, Université du Québec à Rimouski, *p. 31 à 44.*

SHEN, S.-L., J. HAN et Y.J. DU (2008). « Deep Mixing Induced Property Changes in Surrounding Sensitive Marine Clays », *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, vol. 134, n° 6, 845 à 854.

SOEDER, D.J. (2010). « The Marcellus shale resources and reservations », *EOS, Transactions American Geophysical Union*, vol. 91, n° 32, p. 277 à 288.

ST-ANTOINE, P. et Y. HÉROUX (1993). « Genèse du gaz naturel de la région de Trois-Rivières, Basses terres du Saint-Laurent, et de Saint-Flavien, Appalaches, Québec, Canada », *Journal canadien des sciences de la Terre*, vol. 30, p. 1881 à 1885.

STATISTIQUE CANADA (2005). *Le Canada, un grand consommateur d'énergie : une perspective régionale*, p. 4.

THEODORI, G.L. (2009). « Paradoxical Perceptions of Problems Associated With Unconventional Natural Gas Development », *Southern Rural Sociology*, vol. 24, n° 3, p. 97 à 117.

TREMBLAY, A., B. LONG et M. MASSÉ (2003). « Supracrustal faults of the St. Lawrence rift system, Québec: kinematics and geometry as revealed by field mapping and marine seismic reflection data », *Tectonophysics*, vol. 369, n° 3-4, p. 231 à 252.

TUTTLE, M. *et al.* (1990). « Liquefaction and ground failure induced by the 1988 Saguenay, Québec, earthquake », *Revue canadienne de géotechnique*, vol. 27, p. 580 à 589.

UNITED RESEARCH SERVICES CORPORATION (2009). *Water-related issues associated with gas production in the Marcellus shale: additive uses, flowback quality and quantities, regulations, on-site treatment, green technologies, alternate water sources, water well-testing*, 92 p.

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU QUÉBEC (2009). « Interventions gouvernementales dans le secteur minier », *Rapport du Vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2008-2009*, tome II, chapitre 2, 39 p.

WALLACH, J. (2004). *Exploration for natural gas north and east of the Adirondak Dome in New York State: Phase 1 - regional reconnaissance*, New York State Energy, Research and Development Authority et Agence spatiale canadienne, 81 p.

WELLS, D.L. et K.J. COPPERSMITH (1994). « New Empirical Relationships among Magnitude, Rupture Length, Rupture Width, Rupture Area, and Surface Displacement », *Bulletin of the Seismological Society of America*, vol. 84, n° 4, p. 974 à 1002.

WISEMAN, H. (2009). « Untested waters: The rise of hydraulic fracturing in oil and gas production and the need to revisit regulation », *Fordham Environmental Law Review*, vol. 20, 55 p.

WOJTANOWICZ, A.K. (2008). « Environmental Control of Well Integrity », chapitre 3, dans *Environmental Technology in the Oil Industry*, Springer, p. 53 à 75.

WRIGHT, T.R. (1998). « Frac technique minimizes formation damages Dry Frac », *World Oil*.

WU, Y. (2003). « Mechanics of hazards caused by interaction between gaz, water et geo-environment », *Environmental Geology*, vol. 44, n° 7, p. 811 à 819.

Pages intérieures de l'impression d'origine sur du papier contenant 100 % de fibres postconsommation, certifié choix environnemental, procédé sans chlore et fabriqué au Québec à partir d'énergie biogaz.